

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
<b>Применение теории сложных систем для анализа и обобщения информации по стоимости проведения геологоразведочных работ на примере месторождений Западной Сибири</b>

УДК 004.45:553(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ71	Китаев Иван Валерьевич		14.08.2019

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Белозёров В.Б.	д.г.-м.н.		14.08.2019

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Заведущая лаборатории РМНГ	Деева Т.А.			14.08.2019
Заведущая ЛНД	Фофанова Е.А.			14.08.2019

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Ишков О.Ю.	Ph.D		14.08.2019

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Белозеров В.Б.	д.г.-м.н.		14.08.2019

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
21.04.01 Нефтегазовое дело	Чернова О.С.	д. г.-м. н.		14.08.2019

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

\_\_\_\_\_ О.С. Чернова

(Подпись)      (Дата)

### ЗАДАНИЕ

#### на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации
--------------------------

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ71	Китаеву Ивану Валерьевичу

Тема работы:

Применение теории сложных систем для анализа и обобщения информации по стоимости проведения геологоразведочных работ на примере месторождений Западной Сибири
---

Утверждена приказом директора ИШНПТ	Приказ №7340/с от 19.07.02019
-------------------------------------	-------------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	14.08.2019
--	------------

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<b>Исходные данные к работе</b>  <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Мировая база данных месторождений с их характеристиками. Полная стоимость геологоразведочных мероприятий месторождения Западной Сибири.
--	---

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Анализ литературы</li> <li>2. Анализ имеющихся подходов по определению параметра сложности коллектора и сложных систем</li> <li>3. Создание синтетических гидродинамических моделей</li> <li>4. Обработка мировой базы данных месторождений</li> <li>5. Создание метрики сложности месторождения</li> <li>6. Анализ стоимости исследований месторождений</li> </ol>
<p><b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
<i>Финансовый менеджмент</i>	<i>Ишков О.Ю., профессор</i>
<i>Социальная ответственность</i>	<i>Белозеров В.Б., профессор</i>
<i>Сложность коллектора</i>	<i>Деева Т.А., инженер Фофанова Е.А., инженер</i>
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p>	
<p>Существующие подходы к описанию сложных систем и сложности месторождений</p>	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	17.06.2019
---	------------

**Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Белозёров В.Б.	д. г.-м. н.		17.06.19

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ71	Китаев Иван Валерьевич		17.06.19

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ71	Китаеву Ивану Валерьевичу

Инженерная школа	ИШПР	Отделение	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость ресурсов научного исследование подразумевает только использование персонального компьютера</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Не использовались</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Не использовалась</i>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
1. <i>Оценка экономической эффективности</i>	<i>Качественное описание возможного эффекта результата исследования на экономику компаний</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	17.06.2019
--	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Ишков О.Ю.	Ph.D		17.06.19

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ71	Китаев Иван Валерьевич		17.06.19

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ71	Китаеву Ивану Валерьевичу

Инженерная школа	ИШПР	Отделение	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования)	Вся работа выполнялась в помещении с компьютерами с шириной 8 м, длиной 25 м. и высотой потолков 2,5 м.
2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме	ТОИ Р-45-084-01 СанПиН 2.2.2/2.4.1340 — 03
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)	1. Отклонение показателей микроклимата в помещении 2. Недостаточная освещенность рабочей зоны 3. Психофизиологические факторы
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	1. Электробезопасность
3. Охрана окружающей среды: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	1. Изучено воздействие вредных и опасных факторов на экологическое состояние окружающей среды

<p><i>Защита в чрезвычайных ситуациях:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	1. Рассмотрена противопожарная безопасность
<p><i>Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>	1. Рассмотрены правовые нормы безопасности
<b>Перечень графического материала:</b>	
<i>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</i>	

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	17.06.2019
---	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Белозёров Б.В.	д.г.-м.н.		17.06.19

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ71	Китаев Иван Валерьевич		17.06.19

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело  
 Уровень образования  
магистр  
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2018/2019 учебного года)

Форма представления работы:

магистерская диссертация
--------------------------

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН  
 выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	14.08.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.02.2019	Анализ существующие подходы к описанию сложных систем и сложности месторождений	5
15.03.2019	Создание метрики сложности месторождения	25
01.04.2019	Создание синтетических гидродинамических моделей пласта-коллектора	25
30.04.2019	Вывод формулы для сложности коллектора	25
05.05.2019	Анализ стоимости исследований месторождений	5
10.05.2019	Финансовый менеджмент	5
15.05.2019	Социальная ответственность	5
30.05.2019	Приложение на иностранном языке	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Белозёров В.Б.	д. г.-м. н.		17.06.2019

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чернова О.С.	д. г.-м. н.		17.06.2019

## *Цели основной образовательной программы (DD)*

Код	Результат обучения*	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
<b>Общие по направлению подготовки (специальности)</b>		
<b>P1</b>	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-3; УК-4; УК-5; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: <b>(40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами)</b> , <b>(40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений)</b> , <b>(40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам)</b> , <b>(19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата)</b> , <b>(19.021 Специалист по промысловой геологии)</b>
<b>P2</b>	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-4; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: <b>(40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами)</b> , <b>(40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений)</b> , <b>(40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам)</b> , <b>(19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата)</b> , <b>(19.021 Специалист по промысловой геологии)</b>
<b>P3</b>	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-4; УК-5; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: <b>(40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами)</b> , <b>(40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений)</b> , <b>(40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам)</b> , <b>(19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата)</b> , <b>(19.021 Специалист по промысловой геологии)</b>



<b>P4</b>	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ПК-1; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-20), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: <b>(40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)</b>
<b>P5</b>	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-3; УК-4; УК-5; УК-6; ОПК-2; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-4; ОПК-5; ПК-1; ПК-2; ПК-8; ПК-16; ПК-18; ПК-21; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: <b>(40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)</b>
<b>P6</b>	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-3; УК-4; УК-5; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-15; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: <b>(40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)</b>
<b>P7</b>	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: <b>(40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-кон-структорским разработкам);</b>

		(19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)
<b>Профиль 1 – Геолого-геофизические проблемы освоения месторождений нефти и газа</b>		
<b>P8</b>	Предлагает процедуры анализа и оценки геологических объектов по данным геолого-геофизической изученности и скважинных исследований в целях разработки программы исследований и технологических мероприятий для конкретного типа месторождений углеводородов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-3; УК-5; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-12; ПК-15; ПК-17; ПК-19; ПК-20), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)
<b>P9</b>	Предлагать процедуры оценки эффективности промысловых работ и оптимизации работы оборудования при добыче нефти, газа и газового конденсата, обеспечение энергоэффективности технологических процессов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-3; УК-5; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-12; ПК-15; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)
<b>P10</b>	Обеспечивать внедрение новых методов при построении геолого-геофизических моделей; материалов и нефтегазового оборудования в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-4; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-8; ПК-12; ПК-13; ПК-16; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)
<b>Профиль 2. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений</b>		
<b>P11</b>	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-4; ОПК-1; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-5; ПК-6; ПК-12; ПК-15; ПК-16; ПК-18; ПК-19; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области

		проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-3; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-4; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2; УК-3; УК-4; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа включает в себя 90 страниц, 16 рисунков, 14 источников и 5 приложений.

**Ключевые слова:** ИНДЕКС СЛОЖНОСТИ КОЛЛЕКТОРА, КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ, СТОИМОСТЬ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ, СИНТЕТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ.

**Целью работы** является формулировка метрики сложности для оценки коллектора и проведение анализа стоимости геологоразведочных работ в зависимости от сложности коллектора.

Результатом исследования стали интегральная метрика сложности пласта-коллектора, используема для оценочного описания месторождения. Также были определены весовые коэффициенты линейной комбинации индекса сложности по двум моделям зависимости КИНа и индекса сложности. Полиномиальная зависимость лучше всего описывает вышеупомянутую зависимость. Было определено, что в обрабатываемых данных по стоимости исследований месторождений обнаружилась функциональная зависимость между удельной стоимостью исследований (нормированная на извлекаемые запасы нефти) и индексом сложности месторождения, которая может использоваться для быстрой оценки потенциальных затрат компании на разведочные мероприятия.

**Областью применения** является начальная оценка параметров и экономики месторождения.

**Экономическая эффективность/значимость работы:** предложенные инструменты способствуют ускоренной оценке коэффициента извлечения нефти и стоимости геологоразведочных исследований, что увеличивает ценность информации и снижает связанные с этим риски.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	15
1 ГЕОЛОГИЯ АНАЛИЗИРУЕМЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ .....	17
1.1 Обобщённое описание Западно-Сибирской мегапровинции .....	17
1.2 Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция.....	17
2 СУЩЕСТВУЮЩИЕ ПОДХОДЫ К ОПИСАНИЮ СЛОЖНЫХ СИСТЕМ И СЛОЖНОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	33
3 ИНДЕКС СЛОЖНОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ .....	38
3.1 Определение индекса сложности .....	38
3.2 Метрика сложности .....	38
3.3 Индекс латеральной неоднородности.....	41
3.4 Индекс вертикальной неоднородности.....	42
3.5 Песчанистость (NTG) .....	43
3.6 Вычисление индекса сложности.....	46
4 СОЗДАНИЕ СИНТЕТИЧЕСКИХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПЛАСТА-КОЛЛЕКТОРА .....	48
4.1 Гидродинамическое моделирование.....	48
4.2 Инструмент Uncertainty & Optimization.....	50
4.3 Создание Workflow .....	51
4.4 Использование случайного значения вязкости.....	53
5 АНАЛИЗ ЗАВИСИМОСТИ КИ <sub>на</sub> ОТ СЛОЖНОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	56
6 АНАЛИЗ СТОИМОСТИ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	64
7 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	66
8 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	69
8.1 Работа с использованием персонального компьютера .....	70
8.2 Время регламентированных перерывов в зависимости от продолжительности рабочей смены, вида и категории трудовой деятельности с персональным компьютером.....	73
8.3 Требования к освещению на рабочих местах, оборудованных персональными компьютерами .....	75
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	78

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	79
Приложение А .....	81
Приложение Б .....	87
Приложение В.....	88
Приложение Г .....	89
Приложение Д.....	90

## ВВЕДЕНИЕ

При планировании и оценки плановой стоимости проведения геологоразведочных работ специалист-геолог проводит достаточно серьезную интеграционную работу, итогом которой является программа следований месторождения с конечной ее стоимостью. Ключевой проблемой является отсутствие унифицированного инструмента сравнения и обобщения такого-рода программ, позволяющее однозначно сказать какую стоимость будет иметь программа изучения месторождения при разных стадиях жизни месторождения и какова она будет на момент разучивания с учетом того, что будет достигнут приемлемым уровень изученности месторождения, снимающий ключевые риски, связанные со строением пласта.

Ключевой особенностью предлагаемого подхода является применения теории сложных систем для анализа сложности месторождения. Например, при анализе агломерации и городов с применением теории сложных систем были выявлены закономерности длины городских коммуникаций от интегрированного параметра сложности общества или количество жителей. Материальная инфраструктура, аналогичная биологической передающей сети, -газовые станции, автозаправки, протяженность электрического кабеля, дорожного покрытия, - обнаруживает, как и в «формуле жизни», сублинейную (показатель степени меньше 1) зависимость от численности населения. Формула жизни, в свою очередь, описывает, как ведет себя метаболизм организма в зависимости от массы тела.

Целью работы является формулировка метрики сложности для оценки коллектора и проведение анализа стоимости геологоразведочных работ в зависимости от сложности коллектора.

Для достижения поставленных целей необходимо выполнить ряд следующих задач:

- Анализ существующих подходов к описанию сложных систем и сложности месторождений,

- Создание синтетических гидродинамических моделей пласта-коллектора,
- Анализ зависимости КИНа от сложности месторождения
- Анализ стоимости исследований



# **1 ГЕОЛОГИЯ АНАЛИЗИРУЕМЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

## **1.1 Обобщённое описание Западно-Сибирской мегапровинции**

Самой большой нефтегазоносной провинцией на территории Российской Федерации является Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция. Ее западной границей являются Уральская горноскладчатая система, восточной – Енисейский кряж Сибирской платформой. На юге провинция граничит с Алтае-Саянской горной системой, располагаясь на территории Омской, Тюменской, Новосибирской и Томской областей. На севере провинция погружается под воды Карского моря.

Рассматриваемая провинция занимает передовую позицию в Российской Федерации, как по темпам добычи углеводородов, так и по величине запасов нефти и газа. Являясь самой юной из провинций, которые имеют развитую промышленность по добыче нефти и газа, она быстро устремилась вверх на передовую позицию по основным показателям. Величина начальных запасов, которые были разведаны на территории Западно-Сибирской провинции, составляет больше 60 процентов общероссийских, а вот процент текущих запасов составляет более семидесяти процентов. Каждый год в рассматриваемом регионе добывается около семидесяти процентов суммарной добычи нефти по Российской Федерации.

Наличие огромного количества крупнейших месторождений является исключительной особенностью сырьевой базы Западной-Сибири.

## **1.2 Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция**

Низменность Западной Сибири обладает сложными природными и климатическими условиями. Эта территория подвержена сильной заболоченности, на её территории имеется большое количество рек и озёр,

дороги и подъездные пути отсутствуют, происходит периодическое затопление районов, в которых проводятся работы. Всё вышеперечисленное осложняло освоение месторождений.

Западно-Сибирская провинция по своему геологическому строению является эпипалеозойской плитой, которая в свою очередь окружена с четырёх сторон складчатыми системами и которая имеет традиционное двухэтажное строение. Этот регион расчленён на замкнутые поднятия и крупные депрессии первого порядка.

Как вышеупомянутые своды, так и впадины были осложнены локальными структурами и поднятиями второго порядка. Фундамент в местах выступа образует локальные поднятия, происходит уменьшение амплитуды поднятия в вертикальном направлении вверх в разрезе осадочного чехла: крылья структур имеют углы, которые не превышают пары градусов [1].

Породы кайнозойского и мезозойского времени слагают платформенный чехол. Здесь наблюдается интенсивная метаморфизация и дислоцирование отложений, которые относятся к палеозойскому времени. Разведочные скважины могут вскрывать полностью осадочный чехол вплоть до фундамента, несмотря на постепенное увеличение толщин стратиграфических единиц по направлению с окраин к северной и центральной частям низменности.

В рассматриваемой провинции можно определить 10 нефтегазоносных областей. Нефтегазоносные районы также включены в каждую из них. Тюменская область располагает на своей территории большую часть нефтегазоносных областей.

Нефтедобывающая промышленность в период 2017 года достигла первого места в стране, обеспечив 55 процентов суммарной добычи нефти по Российской Федерации.

### 1.3 Тюменская область

На территории Тюменской области выявлены нефтегазоносные отложения в довольно широком стратиграфическом диапазоне, в частности, от пород палеозойского фундамента до отложений апт-сеноманского яруса, который относится к меловому периоду. Можно выделить несколько нефтегазоносных комплексов: нижне- и среднеюрский, верхнеюрский, неокомский, ачимовский, апт-сеноманский. Области и районы Тюменской области характеризуются различной степенью нефтенасыщенности. Существенное различие также наблюдается на месторождениях, которые были выявлены в разных нефтегазоносных областях. Это отличие заключается в характере насыщения разреза, в типе залежей, их запасах и величине, в характеристике коллекторов.

Среднеобская нефтегазоносная область является лидером по запасам нефти и по объёмам добычи. На этой территории расположены несколько обнаруженных в Тюменской области уникальных и крупнейших месторождений. В их число входят Фёдоровское, Самотлорское и Мамонтовское месторождения[1].

Неокомский комплекс содержит в себе высокопродуктивные горизонты, которые вмещают в себя основную часть запасов нефти этих крупных месторождений, из которых происходит большая часть добычи в Тюменской области. Пластовый сводовый тип преобладает в залежах Среднего Приобья, большое количество многопластовых месторождений.

Залежи, которые были приурочены к крупным пологим структурам, характеризуются большими площадями нефтеносности и широкими водонефтяными зонами [1].

Полимиктовые песчаники слагают подавляющее большинство коллекторов. Они содержат от 30 до 60 процентов связанной воды.

Горизонты группы АВ являются весьма неоднородными, которые литологически изменчивы как по разрезу, так и по площади. Ухудшение

коллекторских свойств происходит от горизонта АВ<sub>4-5</sub> к горизонту АВ<sub>1</sub>. Открытая пористость имеет величину, равную от 23 до 28 процентов. Обычно от свода к крыльям пластов происходит увеличение общей глинистости и степени расчлененности. Бывают такие ситуации, когда горизонты обладают гидродинамической связью между собой, как например, на Самотлорском месторождении. Усечённое тонкое чередование песчано-глинистых частей и монолитных песчаных частей является характерной особенностью этой группы горизонтов. Первое из вышеупомянутых обстоятельств влияет на систему разработки нефтяных пластов, которые принадлежат к рассматриваемым горизонтам [1].

На большом количестве месторождений Нижневартовского свода нефтеносными пластами являются пласты группы БВ. Песчаники слагают коллектор порового типа, в котором эти песчаники чередуются с алевролитами и глинами. Горизонт БВ<sub>8</sub> является основным объектом разработки в вышеупомянутой группе пластов, его общая толщина варьируется от 18 до 40 метров и увеличивается по направлению на восток. Горизонт слагают весьма однородные по площади песчаники. Всё это привело к тому, что залежи нефти этого горизонта обладают самой высокой продуктивностью, которая изменяется в диапазоне от 106 до 295 т/(сут-Мпа). Пропластки линзовидной формы образуют пласт БВ<sub>8</sub><sup>3</sup> почти на всех месторождениях. Самым высокопродуктивным, однородным и выдержанным пластом является БВ<sub>8</sub><sup>1-2</sup> [1].

Также имеются горизонты, аналогичные горизонту БВ<sub>8</sub>, такие как БВ<sub>6</sub>, БВ<sub>7</sub>, БВ<sub>9</sub>, БВ<sub>10</sub>. Разница заключается лишь в том, что у них относительно высокая степень глинизации и неоднородности, из чего следует почти на порядок низкая продуктивность. Значительные газовые шапки и водонефтяные зоны имеются у некоторых залежей отдельных месторождений.

Продуктивные горизонты юрских отложений весьма неоднородны, низкопроницаемые и низкопродуктивны, высоко заглинизированы, в ряде

случаев с наличием зон полного литологического замещения, на отдельных залежах имеются газовые шапки и обширные водонефтяные зоны. Иногда пласты расчленяются на отдельные пачки, в частности, пласт ЮВ<sub>1</sub> делится на ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> и на ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup>.

Месторождения Сургутского нефтегазоносного района приурочены к Сургутскому своду. Основными объектами разработки в этом районе являются горизонты БС<sub>1</sub>, БС<sub>2-3</sub>, БС<sub>6</sub>, БС<sub>10</sub> и БС<sub>11</sub>.

На отдельных месторождениях промышленные запасы нефти содержатся также в горизонтах АС<sub>4-6</sub>, АС<sub>7</sub>, АС<sub>9</sub>, АС<sub>10</sub>, АС<sub>11</sub>, БС<sub>4</sub>, БС<sub>5</sub>, БС<sub>7</sub>, БС<sub>8</sub>, в ачимовской пачке БС<sub>19-22</sub>, юрских отложениях ЮС<sub>0</sub> (баженовская свита) и ЮС<sub>1</sub> и ЮС<sub>2</sub>.

В результате анализа разработки выявились отрицательные стороны объединения в один эксплуатационный объект нескольких пластов. Было установлено, что на Усть-Балыкском месторождении пласты вырабатываются и обводняются неравномерно и в разное время достигают максимального уровня добычи. Установленное на Правдинском месторождении оборудование для одновременно-раздельной эксплуатации не обеспечивало необходимого регулирования, и низкопродуктивные пласты вырабатывались недостаточно эффективно. Кроме того, при совместной разработке снижаются коэффициенты продуктивности скважин и уменьшается конечная нефтеотдача [1].

В дальнейшем по многим месторождениям было осуществлено разукрупнение эксплуатационных объектов: на Усть-Балыкском месторождении было выделено 4 объекта с самостоятельной сеткой скважин, на Западно-Сургутском – 3, на Самотлорском – 6, а по новым месторождениям при проектировании разработки предусматривалось максимальное и рациональное разделение продуктивных горизонтов на самостоятельные эксплуатационные объекты.

Такой подход позволяет вести эффективную разработку каждого объекта, обеспечивать необходимые ее темпы, не подвергать длительному

консервированию часть запасов нефти, что неизбежно при совместной эксплуатации. Он дает также возможность обеспечить эффективный контроль и регулирование процесса разработки, в полной мере учесть неоднородность и прерывистость пласта, достичь максимально возможной конечной нефтеотдачи.

На первом этапе освоения месторождений применялись сравнительно редкие сетки скважин: от 36 и выше в Шаимском районе и от 36 до 50-56 га/скв в Среднем Приобье. На втором этапе, примерно после 1972 г., исходя из более глубокого изучения геологического строения месторождений и опыта их разработки, а также исследовательских проработок, была обоснована целесообразность применения более плотных сеток: для эксплуатационных объектов Среднего Приобья – в среднем 36 с последующим уплотнением до 20-25 га/скв. Для уплотнения сеток скважин и разукрупнения объектов предусматривался резервный фонд скважин – 20-30% основного фонда согласно Абдулмазитову [1].

Обширные размеры залежей, приуроченность их к пологим структурам, и слабая активность законтурных вод в пластах обусловили необходимость с самого начала разработки применять методы поддержания пластового давления. Основным методом воздействия на пласт на месторождениях Тюменской области является заводнение. Для повышения отмывающей способности осуществляется на многих месторождениях закачка в пласт вначале сеноманских термальных вод, идентичных по свойствам пластовым водам продуктивных горизонтов. Отмывающие свойства этих вод лучше по сравнению с пресными холодными поверхностными водами. Создание их оторочек повышает нефтеотдачу и предотвращает осложнения при эксплуатации обводненных скважин (отложение солей в подземном и наземном оборудовании). Исследования кернов и вод 13 месторождений, показали, что коэффициент вытеснения нефти при применении сеноманской воды выше в среднем на 2,8% по Сургутскому и на 2% по Нижневартовскому районам.

На месторождениях Тюменской области в зависимости от особенностей строения продуктивных пластов применяются различные системы заводнения. Законтурное заводнение в чистом виде было использовано лишь на одном месторождении – Мулымьинском, в силу шнурковообразного строения залежи небольшой ширины. В сочетании с внутриконтурным осуществлялось заводнение на Трехозерном, Усть-Балыкском, Мегионском месторождениях. Приконтурное заводнение применяется на Майском месторождении.

Опыт применения законтурного заводнения даже в сочетании с внутриконтурным по таким месторождениям, как Усть-Балыкское и Мегионское, показал, что для месторождений такой величины этот метод поддержания пластового давления малоэффективен: применение на крупных месторождениях систем законтурного или приконтурного заводнения с выделением обширных самостоятельных площадей разработки приводит к консервации значительной части запасов нефти внутри этих площадей, к необходимости осуществления сложной стратегии обустройства, к снижению темпов освоения месторождений и значительному отставанию системы поддержания пластового давления. В последующем на этих месторождениях пришлось отказаться от законтурного заводнения: на Усть-Балыкском месторождении система была преобразована в блочноквадратную, по Мегионскому – в блоковую.

Таким образом, законтурная и приконтурная системы заводнения не нашли широкого применения в регионе, а используются и могут быть использованы в дальнейшем лишь на небольших залежах.

Широко используются методы нестационарного заводнения, идея которого заключается в изменении режимов работы скважин и, как следствие, изменении режима работы пласта.

Только в восьмидесятых годах нестационарное заводнение в рамках различных систем закачки воды осуществлялось на 10 месторождениях,

среди которых Самотлорское, Западно-Сургутское, Мамонтовское, Правдинское и др.

#### **1.4 Томская область**

Первый промышленный приток нефти на территории Томской области был получен в августе 1962 г. из разведочной скважины, пробуренной на Соснинской площади (Советское месторождение) близ с. Александровского. В том же году в районе с. Каргасок скважина, пробуренная на Усть-Сильгинской площади, дала первый промышленный фонтан газа с конденсатом.

Активные поисково-разведочные работы на нефть и газ в 50-е и, особенно, в 60-е годы привели к открытию на территории Томской области нескольких групп нефтяных, нефтегазовых и газоконденсатных месторождений в пределах трех нефтегазоносных областей: Среднеобской, Каймысовской и Васюганской.

Геологический разрез территории характеризуется двухъярусным строением. Нижний ярус представлен складчатым фундаментом палеозойского и допалеозойского возраста и осадочными образованиями палеозой-триасового промежуточного комплекса. Верхний ярус образован мезозойско-кайнозойскими отложениями платформенного чехла.

Складчатый фундамент представлен интрузивными и эффузивными карбонатными и терригенными, сильно дислоцированными породами, в различной степени метаморфизованными. Разрез промежуточного комплекса сложен эффузивными осадочными породами. Мезозойско-кайнозойские отложения сформированы мощным комплексом терригенных пород.

Осадочный терригенный комплекс включает отложения юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем. Суммарная толщина



осадочных пород меняется в пределах нефтегазоносных районов и составляет 2500-3200 м.

Нефтегазоносность территории связана главным образом с отложениями платформенного чехла и в значительно меньшей степени с кровельной частью палеозойского фундамента.

Основные запасы нефти Среднеобской нефтегазоносной области приурочены к нижнемеловым отложениям (Советское месторождение). Второй по значимости стратиграфический комплекс – прибрежно-морские отложения верхней юры (васюганская свита, горизонт Ю<sub>1</sub>); незначительные запасы нефти приурочены к континентальным отложениям средней и нижней юры (тюменская свита), а также к зоне выветривания карбонатов фундамента.

Каймысовская нефтегазоносная область расположена в западной части территории и включает три нефтегазоносных района (НГР): Колтогорский, Каймысовский и Нюрольский.

В пределах Колтогорского НГР выявлены незначительные запасы нефти в отложениях верхней юры. Перспективы района связываются с осадочными образованиями средней и нижней юры и пермо-триасовых отложений.

В Каймысовском НГР все выявленные залежи нефти приурочены к верхнеюрским отложениям (васюганская свита). Здесь открыто 19 месторождений, содержащих основную долю запасов нефти верхнеюрского комплекса.

В Нюрольском НГР основная часть открытых запасов также связана с верхнеюрскими отложениями. В большинстве открытые месторождения относятся к категории мелких и лишь в пределах Игольско-Талового поднятия скопления углеводородов классифицируются как средние.

Наиболее обширной по площади и разнообразной как по стратиграфической приуроченности, так и по типу углеводородов является Васюганская нефтегазоносная область. Она занимает центральную часть

территории и включает в себя семь нефтегазоносных районов: Александровский, Усть-Тымский, Средневасюганский, Пудинский, Казанский, Парабельский и Парбигский.

Расположенные на севере области Александровский и Усть-Тымский ИГР характеризуются наличием нефтяных месторождений в отложениях васюганской свиты и ее континентальном аналоге (наунакская свита). На структурах, затронутых разломной тектоникой, этаж нефте- и газоносности возрастает и охватывает отложения верхнего и нижнего мела. В ряде случаев месторождения нефти и газа связаны с зонами выветривания и выщелачивания гранитов и карбонатов, выявленных в кровле фундамента.

В пределах Средневасюганского НГР выявлены как нефтяные, так и газоконденсатные месторождения. Разведанные запасы углеводородного сырья сосредоточены, в основном, в отложениях васюганской свиты. В ряде случаев скопления углеводородов выявлены в отложениях нижнего мела и кровельной части карбонатных пород фундамента.

В Пудинском и, особенно, Казанском НГР стратиграфический этаж нефтегазоносности значительно возрастает, при этом газоконденсатные залежи преобладают над нефтяными. Многочисленные скопления жидких и газообразных углеводородов выявлены в отложениях верхней части фундамента, нижней, средней и верхней юры. В Парбигском НГР открыт ряд газоконденсатных залежей в верхнеюрских континентальных отложениях.

Область малоперспективных и бесперспективных земель выделяется в восточной части территории Томской области, где в отложениях платформенного чехла и верхней части фундамента скоплений углеводородов не выявлено.

Дальнейшие перспективы этого района связываются с карбонатными отложениями глубоких горизонтов палеозоя.

Рассматривая распределение месторождений нефти и газа в целом по области можно отметить, что в западной ее части преобладают, в основном, нефтяные месторождения, приуроченные к прибрежно-морским отложениям

верхней юры. Исключение составляет Советское месторождение, нефтегазоносность которого в большей мере связана с продуктивными комплексами Тюменской свиты.

Далее на восток стратиграфический комплекс нефтегазоносности заметно расширяется, включая в себя нижнемеловые, средне-нижнеюрские отложения и верхнюю часть образований фундамента. Основные скопления углеводородов здесь представлены газоконденсатными залежами.

Зона формирования газоконденсатных месторождений затем сменяется областью с единичными залежами нефти и газа, выявленными в верхнеюрских отложениях наунакской свиты. При последующем продвижении на восток разрез платформенных отложений чехла и верхняя часть палеозоя в нефтегазоносном отношении являются бесперспективными.

Промышленные залежи углеводородов связаны с отложениями мелового комплекса (48,2% НИЗ), верхне- и среднеюрского комплекса (51,3%) и лишь 0,5% НИЗ выявлено в кровельной части пород фундамента.

На Нижневартовском, Северном и Советском месторождениях выделяется соответственно 5, 15 и 18 продуктивных пластов.

По 2-3 продуктивных горизонта разрабатывается на Вахском, Полуденном, Малореченском, Чкаловском, Катильгинском и Герасимовском месторождениях. Остальные месторождения являются однопластовыми. Структурные планы залежей в пределах месторождения, как правило, хорошо совмещаются. Углы падения пластов 1-3°.

Залежи углеводородов пластового или пластово-сводового типов, часто литологически ограниченные. Исключение составляют несколько незначительных по запасам объектов, приуроченных к кровельной части пород фундамента. Это залежи литологического типа, иногда тектонически ограниченные.

Коллекторами нефти являются высокопроницаемые песчаники (пласты группы БВ и АВ<sub>2-6</sub> на Советском, Б<sub>0</sub>-Б<sub>9</sub> на Северном, Б<sub>8</sub><sup>0</sup> на Нижневартовском месторождениях) и низкопродуктивные песчано-

алевролитовые породы (пласты группы АВ<sub>2-6</sub> на Советском и Полуденном; Ю<sub>1</sub> Ю<sub>2</sub> - на остальных разрабатываемых месторождениях).

В целом на залежи, приуроченные к низкопродуктивным коллекторам, приходится чуть более 80% НИЗ.

Границы залежей (поверхности ВНК и линии замещения коллекторов) во многих случаях установлены по косвенным данным. В пределах месторождений абсолютные отметки ВНК на разных участках различаются на 10- 30 и более метров.

По данным ГИС продуктивные пласты имеют сложное строение и включают от 1-2 до 8-12 проницаемых прослоев различной толщины, разделенных глинистыми разностями пород или сливающихся в единые проницаемые пачки толщиной 6-15 м.

Всего с 1962 г. на территории области открыто 89 нефтяных и нефтегазовых и 5 газоконденсатных месторождений. Организация и развитие нефтедобывающего комплекса Томской области связаны в первую очередь с вводом в разработку двух крупнейших по величине НИЗ месторождений Советского (1966 г.) и Вахского (1976 г.). В 1977-1978 гг. начата добыча еще на трех средних по величине месторождениях. Два месторождения Первомайское и Лугинецкое осваиваются с 1982 г. В 1984-1988 гг. введены в разработку 11 преимущественно мелких месторождений. Последнее из открытых на территории области средних месторождений (Игольско-Таловое) введено в разработку в 1991 г. Всего в промышленной разработке находится 21 месторождение, еще 14 месторождений введены в опытно-промышленную и пробную эксплуатацию.

Добыча нефти в Томской области наращивалась в течение 23 лет и достигла в 1989 г. 14,9 млн. т., причем до 1985 г. на долю Советского и Вахского месторождений приходилось от 100 до 60% текущей добычи. К 1990 г. их доля снизилась до 44% и удерживается на этом уровне.

С 1990 г. началось закономерное снижение годовой добычи нефти, связанное с опережающей выработкой запасов высокопродуктивных

крупных месторождений и ухудшением качества остаточных запасов. К началу 1995 г. доля текущих извлекаемых запасов в высокопродуктивных коллекторах снизилась до 7%.

На месторождениях области с начала разработки пробурено 6053 скважины основного и резервного фонда. Эксплуатационный фонд насчитывает 4044 скважины, нагнетательный 1360, в контрольном фонде числится 440 скважин.

В Томской области проектирование осуществлялось до 1986 г. СибНИИНП, затем институтом «ТомскНИПИнефть».

Для выработки запасов высокопродуктивных пластов меловых отложений первоначально были запроектированы и реализованы трех- и пятирядные системы заводнения в. Сочетании с законтурным и приконтурным воздействием. Позднее, при проектировании разработки продуктивных пластов в юрских отложениях, характеризующихся сложной мор-фологией, низкими ФЕС и повышенной неоднородностью, были обоснованы и внедрены преимущественно площадные (обращенные девяти- и семиточечные) системы воздействия.

Для обеспечения стабильной динамики добычи нефти предусматривалась полная компенсация отбираемой жидкости закачкой воды.

Давления нагнетания на первом этапе освоения месторождений (1966-1976 гг.) проектировались равными 10-12 МПа, а позднее, для обеспечения требуемой приемистости скважин низкопродуктивных юрских отложений, системы ППД проектировались на давления 16- 18 Мпа [1].

Для коллекторов с высокой продуктивностью в проектных документах описывались сетки скважин с регулярной расстановкой, где межскважинная дистанция составляла 700 метров, а для пласта с низкой продуктивностью это расстояние равнялось 500 метрам. Разбуривание происходило кустовым методом, где скважины имели наклонно-направленный профиль. Однако эти

решения не были постоянными. По ходу пересмотра проекта решения могли изменяться для оптимизации разработки.

Для пластовой высокой продуктивности ускорение добычи реализовывалось через создание целиков нефти, переноса фронта нагнетания и применялось разрезание пласта дополнительными нагнетательными скважинами.

Однако обратная ситуация происходила в случае коллекторов с низкой продуктивностью. Там шли путём применения блоково-замкнутого заводнения и рядным заводнением низкой интенсивности.

Решения о внедрении с самого начала разработки площадных систем заводнения были приняты исходя из задачи обеспечения достаточно высоких темпов отбора запасов. Однако, как показал последующий опыт, эта задача успешно решалась лишь на начальной стадии освоения месторождений. Из-за невозможности учета на этапе первоначального проектирования особенностей распределения ФЕС по площади, а также в связи с значительным отставанием освоения нагнетательных скважин, реализация площадных систем привела к практической потере контроля за выработкой запасов и возможности управления процессом нефтеизвлечения.

Начиная со второй половины 80-х годов для выработки запасов низкопродуктивных коллекторов проектируются и внедряются, как правило, трехрядные системы заводнения с перспективой их интенсификации и трансформации с учетом конкретных геолого-физических особенностей объекта в комбинированные, сочетающие элементы блоково-замкнутой, очаговой и избирательной систем.

В процессе разбуривания месторождения принципиально изменилась модель нефтегазового резервуара. Первоначальное представление о массивном резервуаре, в объеме которого 20-метровый слой нефти по всей площади подстилался водой, а сверху был “накрыт” газовой шапкой толщиной до 80 м, изменилось на пластовую модель, имеющую в плане водонефтяную, чистонефтяную, подгазовую и газовую зоны. Проектные

решения о выработке запасов подгазовых зон в зависимости от их толщины предусматривают площадные схемы вертикальных скважин с предварительным выпуском газа и системы горизонтальных скважин там, где толщина газового слоя сравнительно велика.

В последнее время приняты проектные решения о двухстадийном разбуривании новых месторождений с первоначальным размещением скважин по редкой сетке.

Предполагается в процессе опытно-промышленной эксплуатации скважин первой очереди провести комплексные геолого-геофизические и гидродинамические исследования, а также испытания современных технологий интенсификации притоков и увеличения нефтеотдачи (гидроразрыв пласта, эксплуатация горизонтальных скважин). Ожидается, что такой подход позволит избежать принятия неоптимальных решений по количеству и размещению добывающих скважин второй очереди бурения. Основные проектные решения по системе поддержания пластового давления также предполагается принять на втором этапе проектирования, опираясь на значительно более представительную информацию об объекте разработки.

В Томской области в опытном и опытно-промышленном масштабе испытывались различные гидродинамические и физико-химические методы воздействия на продуктивные пласты с целью интенсификации добычи и увеличения нефтеотдачи.

Наиболее масштабное внедрение получили гидроразрыв пласта и метод изменения направления фильтрационных потоков. С 1992 г. на территории области работают два совместных предприятия, созданные ОАО «Томскнефть» и канадской фирмой «Кэнэдиэн Фракмастер» [1].

На 8 месторождениях осуществлено более 300 операций ГРП, суммарный объем дополнительной добычи нефти уже превышает 2 млн. т.

В ближайшей перспективе помимо продолжения работ по ГРП – зарезка вторых стволов в добывающих скважинах, гидропескоструйная перфорация.

Получен положительный опыт проводки и эксплуатации 14 горизонтальных скважин на Советском и Вахском месторождениях. Средние дебиты скважин с горизонтальным продолжением 150-350 м в 2-4 раза превышают дебиты окружающих вертикальных. Наибольшие перспективы применения горизонтальных скважин связываются с выработкой запасов «рябчика» Советского месторождения и подгазовых зон и тонких нефтяных оторочек Лугинецкого месторождения [1].



## 2 СУЩЕСТВУЮЩИЕ ПОДХОДЫ К ОПИСАНИЮ СЛОЖНЫХ СИСТЕМ И СЛОЖНОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

### 2.1 Примеры сложных систем

Основанием для проведения исследования послужил анализ публикаций, в которых рассматриваются простые закономерности между различными параметрами системы. Так, например, Р. Turchin и др. в статье [2] выделили 51 переменную, которые отражают 9 характеристик человеческого общества: социальная лестница, экономика, особенности государственного управления и информационные системы. Их анализ показал, что эти различные характеристики проявляют строгую зависимость друг от друга. Кроме того, было обнаружено, что характеристики сложности общества могут быть предсказаны в разных регионах мира.

Далее, в своем выступлении на конференции «TED Global 2011» G. B. West тоже описывал закономерности глобальных процессов [3]. Он упомянул то, что существует связь между метаболизмом животного организма и его массой. Эта зависимость представляется собой прямую с наклоном  $\frac{3}{4}$  в билогарифмических координатах на Рисунке 2.1. Это означает, что при увеличении массы тела животного в 100 раз метаболизм увеличивается примерно в 32 раза. Следовательно, чем крупнее животное, тем меньше питательных веществ для жизни.

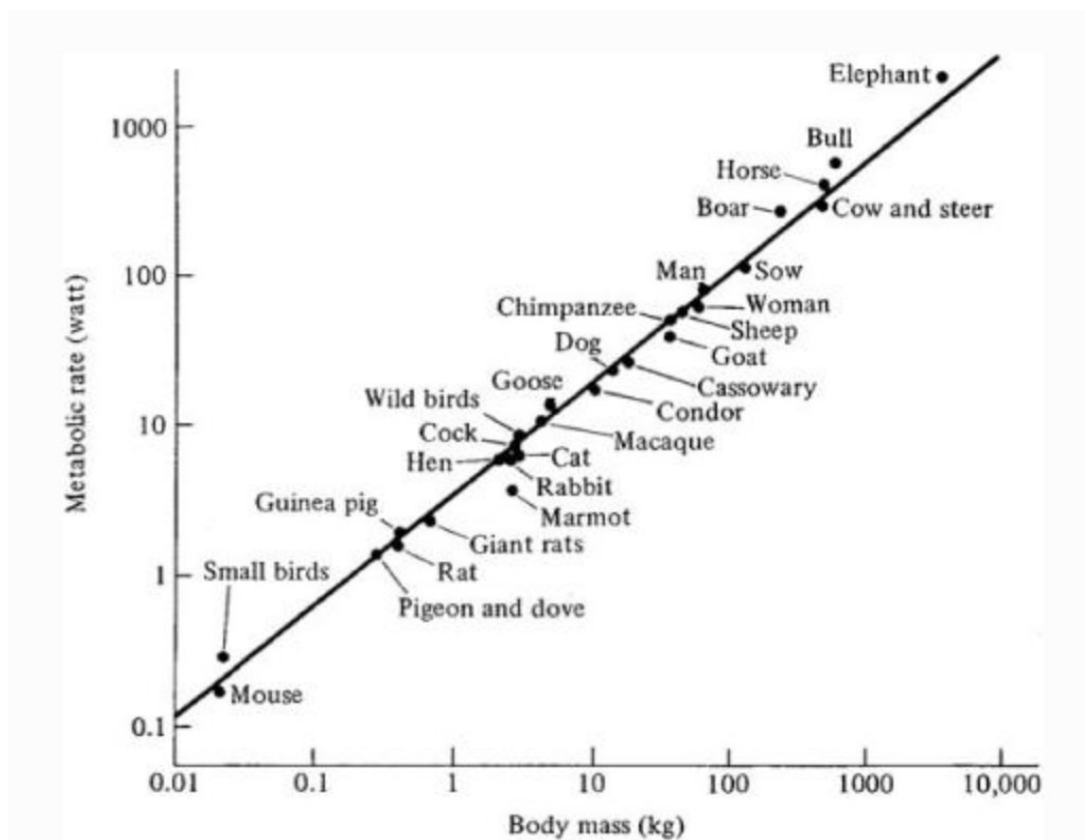


Рисунок 2.1 – График зависимости метаболизма животного организма от его массы тела [3]

Более того, команда учёных определила [3], что количество заправок в городе можно определить по его размеру. Чем больше численность населения города, тем меньше количество АЗС на душу населения. Удивительное было в том, что такое масштабирование происходит везде одинаково. На Рисунке 2.2 показаны такие зависимости для Франции, Германии, Нидерландов и Испании. Однако авторы утверждают, что тот же самый эффект наблюдается на всех населенных континента, приводя в пример Японию, Китай, Колумбию. Это интегрированная система, которая эволюционировала, несмотря на всё планирование.

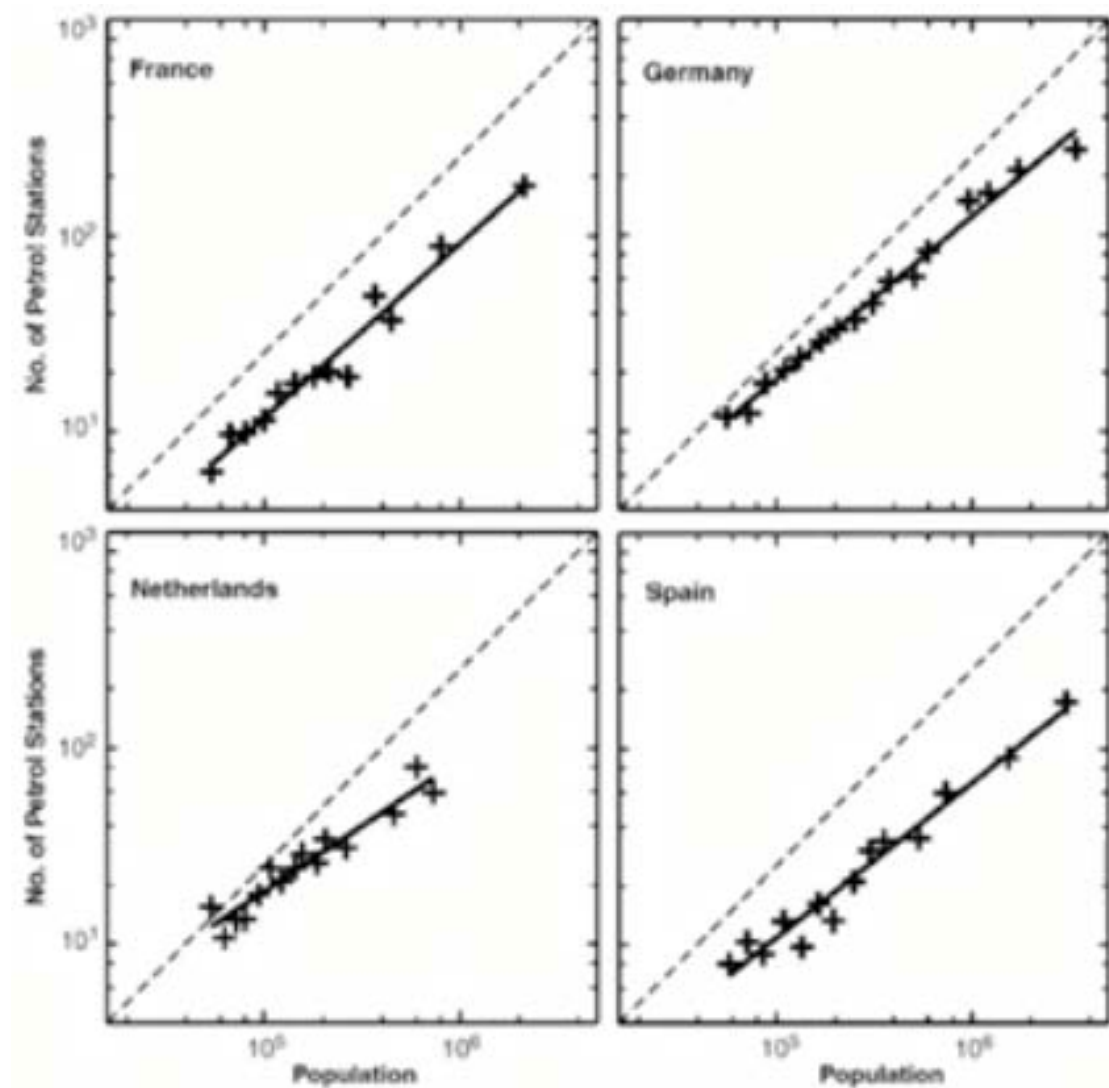


Рисунок 2.2 – График зависимости количества заправочных станций от численности населения города в разных странах [3]

Эти вышеперечисленные исследования доказывают возможность существования некоей строгой зависимости между параметрами системы, которая сохраняется сквозь миллионы лет и не нарушается при тщательном планировании человеком.

Если пропустить эти выводы сквозь призму нефтегазодобывающей отрасли, то можно тоже предположить существование подобного рода закономерностей. В этой работе предполагается проверить связь между стоимостью геологоразведочных работ, проведённых на месторождениях до стадии ввода в эксплуатацию, и сложностью пласта-коллектора.

## 2.2 Сложность месторождения

На данный момент не существует единого общепризнанного способа расчета параметра сложности месторождения (RCI), но различными исследователями были описаны некоторые примеры, которые рассчитывались для определенного региона.

L.M. Wickens и др. получили корреляцию между коэффициентом извлечения нефти (КИН) и сложностью коллектора для месторождений США и Великобритании в работе [4]. Для вычисления RCI авторы использовали линейную комбинацию четырех параметров:

- вязкость нефти,
- вертикальная неоднородность пласта,
- поверхностная плотность нефти,
- структурные осложнения, вызванные разломами.

В их работе строится зависимость КИН от RCI, причём веса в линейной комбинации подбираются так, чтобы достоверность аппроксимации прямолинейного тренда была наивысшей.

Еще одна попытка описать вычисление RCI была у L. Jia и др., где в статье [5] они описывали новый метод для месторождений с тяжёлой нефтью. В этой работе акцент был сделан на КИН за счет тепловых методов увеличения нефтеотдачи. В качестве параметров для вычисления сложности коллектора были предложены следующие величины:

- эффективная толщина пласта,
- начальная нефтенасыщенность,
- пористость коллектора,
- песчанистость,
- пластовая температура,
- $kh/\log(\mu)$ , где  $k$  - проницаемость пласта, мД;  $h$  - мощность пласта, м;  $\mu$  - начальная вязкость нефти, сП,
- вертикальная неоднородность пласта,

- площадная неоднородность коллектора.

Стоит отметить, что для нахождения весовых коэффициентов здесь был использована зависимость нефтепарового фактора от индекса сложности, а аппроксимирующей линией была экспоненциальная функция.

Следующей изученной работой был патент [6] автора по имени С.І. Harrison. В этом патенте наиболее полно описывается алгоритм и способ вычисления RCI. Например, Harrison кроме оценки физических свойств коллектора учитывает достоверность этих оценок. В расчет индекса сложности входит более 20 значений свойств коллектора.

В патенте описан расчет, который отличается от вышеупомянутых. Сначала полученные баллы сложности  $x_i$  в количестве  $N$  объединяются по потенцированному степенному закону со степенью  $p$ , в результате чего получается объединенный балл сложности  $S_a$  по формуле (2.1):

$$S_a = \ln \left( \frac{\sum_{i=1}^N e^{(x_i * p)}}{N} \right)^{\frac{1}{p}} \quad (2.1)$$

Следующим шагом является определение весового коэффициента каждого параметра. Для этого необходимо преобразовать к виду (2.2):

$$Ne^{pS_a} = \sum_{i=1}^N (e^{x_i * p}) \quad (2.2)$$

После чего весовой коэффициент каждой компоненты  $C_{x(i)}$  вычисляется по формуле (2.3):

$$C_{x(i)} = \frac{e^{x_i * p}}{Ne^{pS_a}} \quad (2.3)$$

Потенцированный степенной закон там приводится в качестве примера, а в качестве альтернативных способов расчета можно могут использоваться следующие зависимости: арифметическое сложение, степенной закон, логистическое уравнение, экспоненциальные взвешенные схемы и др.

## **3 ИНДЕКС СЛОЖНОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

### **3.1 Определение индекса сложности**

В работе под индексом сложности месторождения принимается число, являющееся линейной комбинацией баллов сложности параметров коллектора, основанных на трудоемкости разработки месторождения. В качестве параметров пласта для вычисления индекса сложности были выбраны следующие характеристики:

- вертикальная неоднородность (VHI),
- горизонтальная неоднородность (LHI),
- песчанистость (NTG),
- коэффициент вариации проницаемости (Cv),
- средняя абсолютная проницаемость (Perm),
- вертикальная анизотропия проницаемости (Aniso),
- вязкость флюида (Visc),
- относительный размер переходной зоны (TZF).

### **3.2 Метрика сложности**

Важным шагом для оценки сложности месторождения является создание метрики сложности. Под метрикой сложности понимается инструмент, с помощью которого можно определить, при каком значении параметр вкладывает ту или иную степень сложности в месторождение. В работе предлагается использовать пятибалльную систему сложности. Это означает, что левая и правая границы шкалы баллов равняются 1 и 5 соответственно, где 1 соответствует наименьшая сложность разработки, а 5 — наибольшая

Далее, было необходимо установить пределы значений для каждого балла сложности. В доступных источниках указаны два способа:

- вероятностный
- экспертный

Вероятностный метод основан на статистическом анализе параметров активов. Если конкретизировать, то авторы [7] вычисляют функцию плотности вероятности значений, например, проницаемости для того, чтобы использовать её перцентили P20, P40, P60, P80 в качестве границ интервала метрики сложности. Аналогично они поступили и для остальных характеристик резервуара. Недостатком такого подхода является то, что это метрика зависит от частоты появления в активах компании коллектора с теми или иными значениями параметров, и она не отражает вклад в сложность коллектора.

Следующим подходом является экспертная оценка. Его суть заключается в том, что эксперты независимо друг от друга решают, какой интервал значений параметра описывает определенный балл сложности. Затем проводится анализ всех оценки всех экспертов и выводится некая средняя метрика. Этот подход является более надежным по сравнению с вероятностным, ведь в нём сложность не зависит от частоты появления месторождения с определенными характеристиками. Он будет использоваться нами для последующей работы.

Так как у нас отсутствует доступ к группе экспертов, мнение которых послужило бы основой для создания полностью новой метрики, то было решено использовать рассуждения авторов различных опубликованных работ по изучению сложности коллекторов.

После изучения ряда статей была сформирована собственная таблица с баллами сложности, которая представлена в приложении Б.

Единственным параметром, метрика для которого не основана на каком-либо источнике, является величина анизотропия. Было предложено,

что зависимость между баллом сложности и величиной анизотропии подчиняется тригонометрической функции косинус.

В качестве неоднородности проницаемости было решено использовать коэффициент вариации, который равен отношению стандартного отклонения распределения проницаемости к среднему арифметическому проницаемости по модели и вычисляется по формуле (3.1):

$$C_v = \frac{STD}{\bar{k}} \quad (3.1)$$

Наиболее интересным в плане вычисления величинами являются индексы вертикальной (VHI) и латеральной (LHI) неоднородности. В работе [8] эти индексы описываются функцией десятичного логарифма.

Перед описанием этих индексов необходимо перечислить допущения, при которых они могут быть использованы для описания пласта-коллектора. Было сделано три допущения:

- скважины являются вертикальными при прохождении через коллектор и разница в дистанции между этими скважинами мала;
- пласт-коллектор разрабатывается таким образом, что поток между скважинами движется вдоль или почти по вытянутой оси песчаных тел;
- тренд распространения песчаных тел может меняться в незначительной степени.

Для вычисления баллов сложности было решено использовать Рисунок 3.1 и Рисунок 3.2. Первый рисунок рекомендуется использовать при наличии цифровой геологической модели, а второй рисунок – при её отсутствии. На Рисунке 3.2 балл сложности соответствует строке или столбцу расположения обстановки осадконакопления. Однако следует иметь в виду, что в этом случае используются нечетные баллы сложности, например, третьему столбцу соответствует сложность 5.



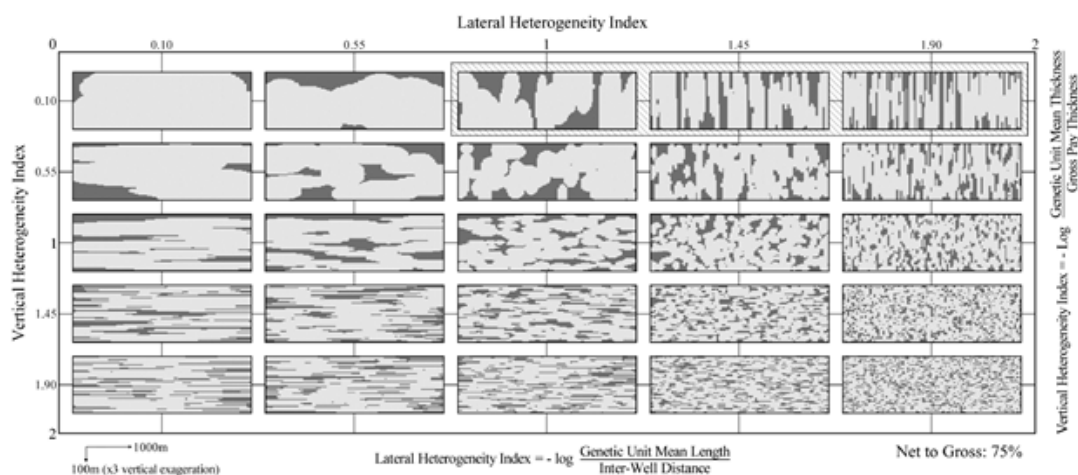


Рисунок 3.1 – Синтетические коллекторы с песчанистостью 75%: песчаник обозначен светло-серым цветом, глина обозначена тёмно-серым цветом, коллекторы в заштрихованной области имеют нулевую связанность [8]

### 3.3 Индекс латеральной неоднородности

Степень латеральной неоднородности между двумя скважинами зависит от корреляции песчаных тел или стеков песчаных тел. Чем больше песчаных тел, которые коррелируют между собой, тем меньше неоднородность. Важным фактором является отношение между средней длиной песчаного тела и расстоянием между скважинами. Знак минус был включён для того, чтобы получать положительные индексы неоднородности, которые возрастают при увеличении неоднородности.

$$LHI = -\log \left( \frac{\text{средняя длина песчаного тела}}{\text{межскважинное расстояние}} \right) \quad (3.2)$$

Это уравнение определяет безразмерный индекс, который позволяет производить сравнение коллекторов с разными размерами песчаных тел, из распределений и стратегией разработки. Когда средняя длина генетической единицы равняется межскважинному расстоянию, то LHI равняется нулю. Это уравнение также показывает, что индекс неоднородности резервуара не является величиной постоянной, а может быть увеличена или уменьшена изменением расстоянием между скважинами.

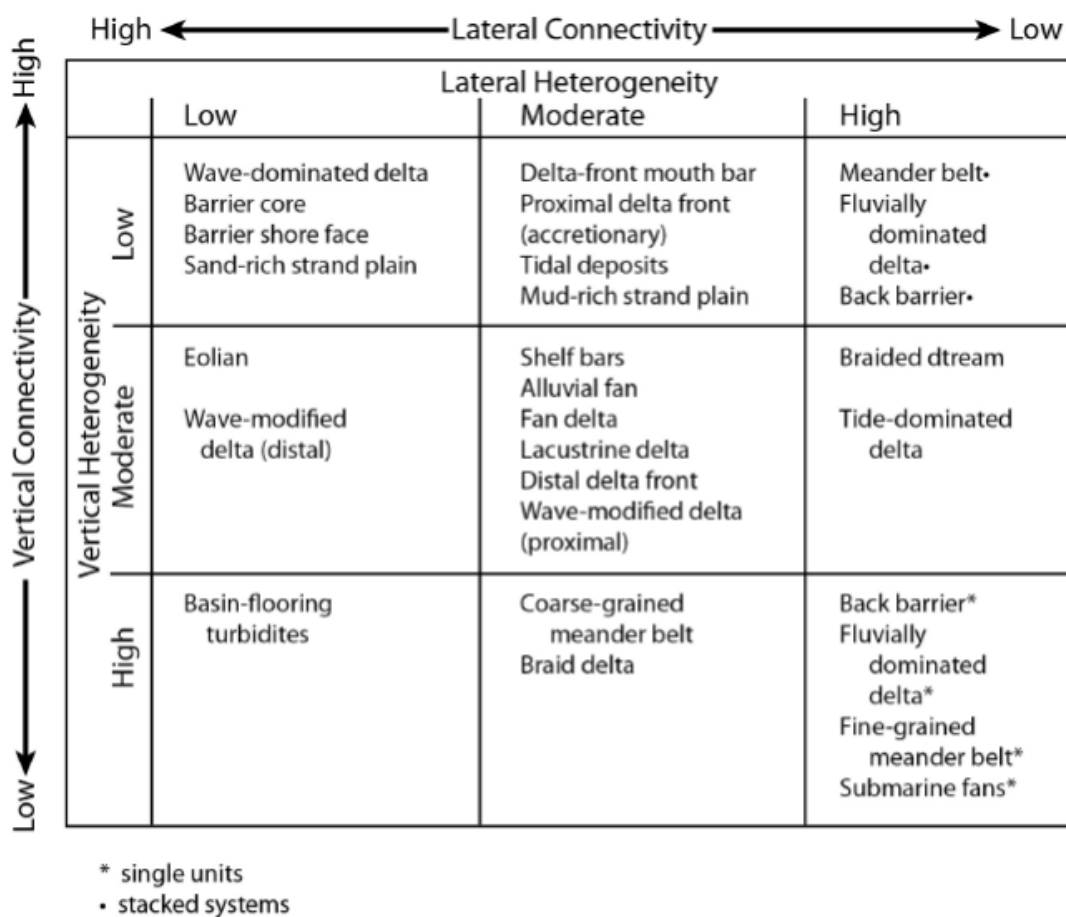


Рисунок 3.2 – Неоднородность или связанность в масштабе коллектора, в качестве описания различных систем осадконакопления [9]

### 3.4 Индекс вертикальной неоднородности

Величина вертикальной неоднородности контролируется суперпозицией песчаных тел в межскважинном пространстве. Чем мощнее песчаные тела по сравнению с общей мощностью, тем наиболее вероятнее они пересекутся. Например, песчаное тело мощностью в 10 метров приводит к высокой степени неоднородности в более мощном пласте по сравнению с менее мощным. Это может быть выражено через уравнение (3.3):

$$VHI = -\log\left(\frac{\text{средняя мощность песчаного тела}}{\text{общая мощность пласта}}\right) \quad (3.3)$$

### 3.5 Песчанистость (NTG)

Следующей характеристикой резервуара, которая будет использоваться в качестве параметра метрики, является песчанистость пласта-коллектора. Её значение может меняться от 0 до 1. Каждому баллу сложности соответствует интервал значений шириной 0.2.

Песчанистость априори может значительно влиять на КИН особенно при такой малой плотности расстановки скважин (расстояние 1 км между добывающими скважинами в пятиточечной система разработки), так как она будет влиять на связанность между скважинами. У каждой системы разработки есть перколяционный предел - значение NTG, при котором начинается связанность между нагнетательной добывающей скважинами.

Подобное исследование провели [10], где изучали связанность песчаных тел. Они описывали, что связанность тел может быть описана теорией перколяции при определённых условиях. Эта теория изучает связанность в случайных системах.

Предположим существование огромной двумерной модели, где ячейки могут включаться (1) и выключаться (0) с вероятностью  $p$ . В том случае, когда  $p=0$ , то все ячейки выключены. Теперь представим, что значение  $p$  постепенно увеличивается. Если  $p$  довольно мало, то только несколько ячеек включено. Эти ячейки изолированы или соприкасаются только с небольшим числом других включенных ячеек. При увеличении  $p$  плотность включенных ячеек увеличивается и образуются небольшие кластеры соединенных ячеек. При дальнейшем увеличении числа  $p$  кластеры становятся больше, оставаясь относительно маленькими по сравнению с размерами двумерной сетки. В тот момент, когда  $p$  достигает определённого значения, то резко появляется огромный кластер который распространяется через всю расчетную сетку. Этот кластер называется перколяционным.

В той же работе были рассмотрены частные примеры. Для двумерных сеток двух размеров  $2000 \times 2000$  и  $500 \times 500$  соответственно постепенно

увеличивалось значение песчанистости. На Рисунке 3.3 построена зависимость связанности тел от величины песчанистости. Видно, что при значении песчанистости в 60% появляется перколяционный кластер для каждого случая.

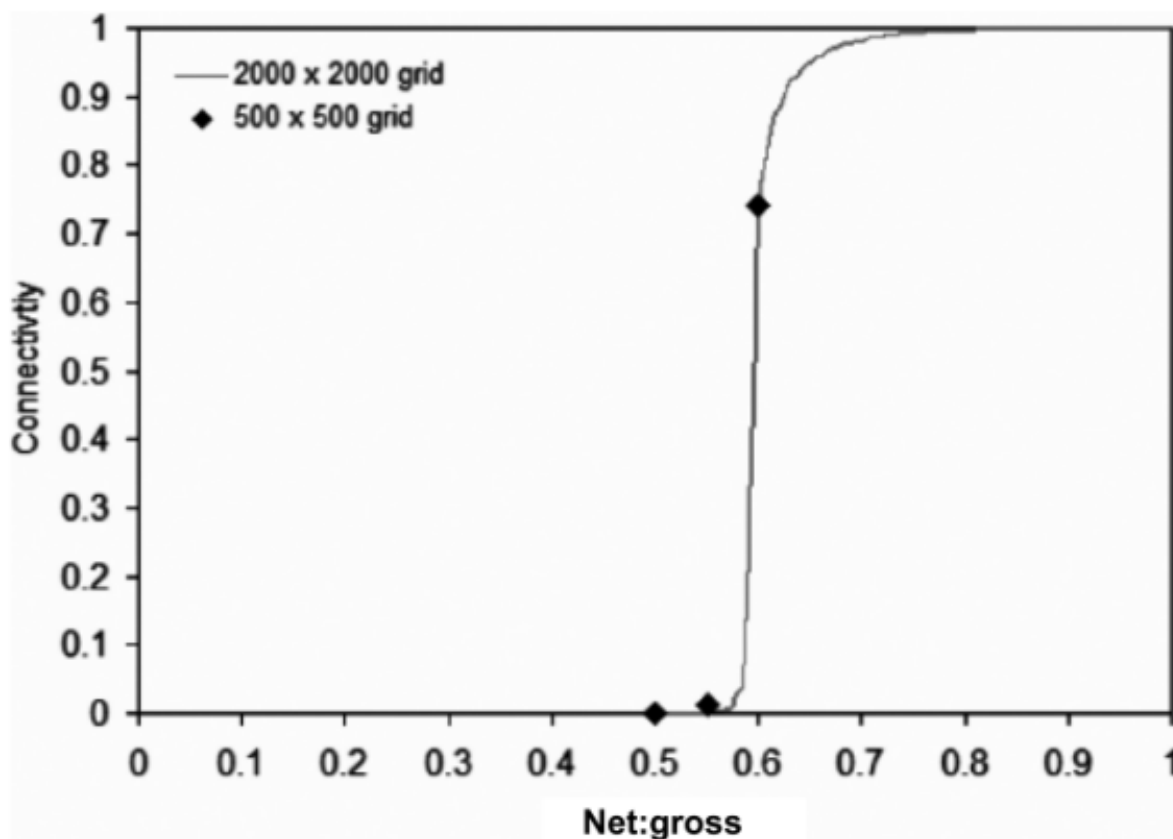


Рисунок 3.3 – Зависимость связанности геологических тел от песчанистости на двумерной расчётной сетке 2000x2000 в сравнении с двумерной расчётной сеткой 500x500 [10]

Для сравнения был проведен такой же эксперимент на трёхмерных моделях размерностью 100x100x100 и 50x50x50. В этих случаях перколяционный кластер появляется при значении песчанистости 31%, что показано на Рисунке 3.4.

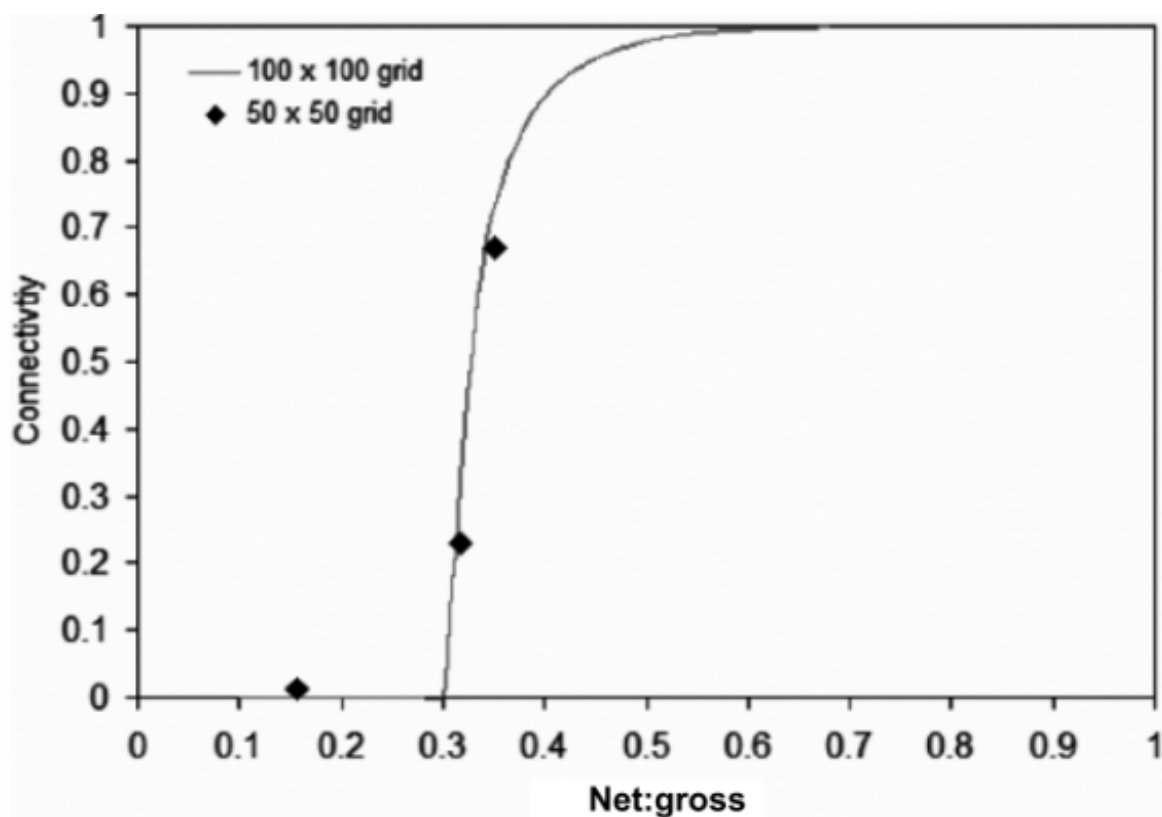


Рисунок 3.4 — График зависимости связанности геологических тел от песчанистости на трёхмерной расчетной сетке размерами 100x100x100 в сравнении с трёхмерной расчётной сеткой 50x50x50[10]

Разница объясняется тем, что в трёхмерном случае у ячеек становится больше соседствующих ячеек, что сдвигает критическую песчанистость в меньшую сторону.

Этот аспект должен быть учтён в последующих работах для того, чтобы исключить результаты гидродинамического моделирования для случаев крайне низкой связанности скважин и тел.

### 3.6 Вычисление индекса сложности

Предложенная таблица будет использована для вычисления индекса сложности коллектора (RCI). RCI представляет собой линейную комбинацию баллов сложности каждого параметра (3.4):

$$RCI = \sum \lambda_i S_i \quad (3.4)$$

где  $\lambda_i$  - весовой коэффициент параметра резервуара

$S_i$  - балл сложности параметра резервуара, который был определен по его значению согласно вышеупомянутой таблице.

Как видно из этой формулы, неизвестными величинами являются сам RCI и весовые коэффициенты параметров, что приводит в невозможности вычислить индекс на данный момент.

Чтобы разрешить данную проблему, предлагается добавить два уравнения. Первым добавленным уравнением будет зависимость КИНа от индекса сложности (уравнение (3.5)), однако не существует однозначной и общепринятой зависимости:

$$КИН = f(RCI) \quad (3.5)$$

Здесь есть два пути решения: машинное обучение или нахождение явной зависимости при помощи минимизации функционала.

Для того, чтобы решить эту задачу мы воспользуемся, минимизацией функционала (3.6). Функционалом в рассматриваемом случае является сумма невязок КИНов, которые были рассчитаны по формуле (3.5) и которые были получены в результате гидродинамического моделирования:

$$\Delta = \sum (КИН_{расч} - КИН_{ГД})^2 \rightarrow \min \quad (3.6)$$

где  $\Delta$  - невязка КИН

КИН\_расч - значение, рассчитанное по формуле (3.5)

КИН\_ГД - значение, полученное в результате гидродинамического моделирования.

Итого, мы получили систему уравнений (3.7):

$$\left\{ \begin{array}{l} RCI = \sum \lambda_i S_i \\ \text{КИН} = f(RCI) \\ \Delta = \sum (\text{КИН}_{\text{расч}} - \text{КИН}_{\text{ГД}})^2 \rightarrow \min \end{array} \right. \quad (3.7)$$

Рассматриваемая система уравнений будет решаться методом обобщенного приведенного градиента.

## **4 СОЗДАНИЕ СИНТЕТИЧЕСКИХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПЛАСТА-КОЛЛЕКТОРА**

### **4.1 Гидродинамическое моделирование**

Для того, чтобы вычислить коэффициент извлечения нефти были построены гидродинамические модели, которые рассчитывались в симуляторе «Eclipse» нефтесервисной компании «Schlumberger».

Для моделирования была построена модель размером 1250 x 1250 x 100 метров. Размер ячеек составляет по 50 метров в горизонтальной плоскости, а в вертикальной - 2.5 метра. Общее количество ячеек составляет 25 000 тысяч штук. Для построения была выбрана расчетная сетка типа Simple Grid. Её выбор обусловлен отсутствием необходимости учитывать сложную форму структуры залежи и разломов.

Модель пласта имела пористость 0.23, что в принципе не важно для гидродинамического моделирования. Ведь она влияет только на запасы, а для распределения начальной водонасыщенности используется кривая капиллярного давления, где пористость не играет роли, в отличие от случая использования J-функции. Величина остаточной водонасыщенности составляет 0.2, а остаточной нефтенасыщенности - 0.15.

Пластовое давление было принято равным 200 барам, а давление насыщения пластового флюида составляет 80 бар. Пластовый флюид на первоначальном этапе представляет собой ненасыщенную нефть. Тип флюида был выбран из таких соображений, чтобы упростить модель для разработки полной рабочей методики, которая будет развиваться в будущем.

В качестве системы разработки была выбрана пятиточечная система, которая наиболее широко представлена на месторождениях Западной Сибири. Наименьшее расстояние между добывающими скважинами составляет 1000 метров. Такое расстояние обосновывается тем, что предполагается использовать широкий набор значений проницаемости и



вязкости, которые существенно влияют на динамику разработки. Это расстояние позволит гидродинамическому симулятору избежать ошибок, связанных с уменьшением расчетного шага по переменной времени.

Контроль скважин задавался следующими параметрами. Скважины отключались при достижении обводнённости в 98 %. Минимальное забойное давление равнялось 80 барам - как и давление насыщения пластового флюида. Ограничение по максимальному дебиту жидкости составляло 1000 ст.м<sup>3</sup>/сут.

В качестве кривых относительных фазовых проницаемостей использовались теоретические кривые, не привязанные ни к одному из ныне открытых месторождений углеводородов. Кривые были заданы в нормализованном по водонасыщенности виде, которые в свою очередь денормализовывались ключевым словом ENDSCALE на основе введенных значений остаточной водонасыщенности и остаточной нефтенасыщенности. Эти кривые описывались моделью Кори. Коэффициент Кори для воды равнялся 4, а коэффициент Кори для нефти - 3. Максимальные относительные фазовые проницаемости равнялись 0.5 и 0.5 для нефти и воды соответственно.

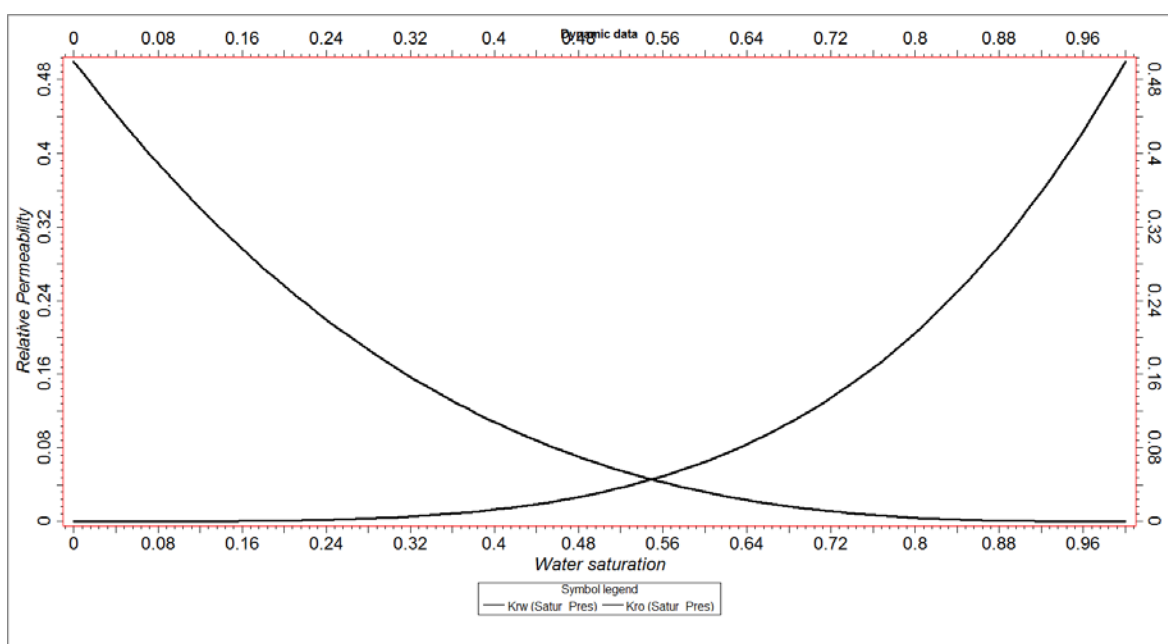


Рисунок 4.1 – Кривые относительных фазовых проницаемостей

Чтобы описать уплотнение горных пород была использована корреляция Ньюмана, где пористость принималась равной 0.23.

## **4.2 Инструмент Uncertainty & Optimization**

Ключевым аспектом рассматриваемых гидродинамических моделей было использование инструмента неопределенности и оптимизации, который реализован в программном продукте Petrel компании Schlumberger. Он был использован для того, чтобы находить КИН модели на случайных входных параметра. Числа выбирались из диапазонов, которые описаны в метрике сложности. Достоинство этого инструмента заключается в том, что отпадает необходимость рассчитывать весь набор гидродинамических моделей. Так, например, для перебора по одному из значений четырёх параметров, которые находятся в метрике сложности необходимо провести  $5^8=390625$  расчётов, где первая цифра 5 обозначает количество баллов сложности в метрике, а вторая цифра 8 - количество изменяемых параметров. Преимущество достигается за счёт снижения количества расчетов, например, до 500 реализаций, что существенно сокращает затраченное время.

Выборка из значений переменных осуществляется через использования алгоритма под названием «Латинский гиперкуб». Он является статистическим методом для генерирования псевдо-псевдослучайных чисел из совместного распределения. Этот метод был выбран нами для исследования, так как позволяет провести равномерную выборку из равновероятных интервалов.

### 4.3 Создание Workflow

Использование инструмента анализа неопределенностей подразумевает создание так называемого «workflow» - алгоритма выполнения задач, который представлен в приложениях В, Г.

Первой операцией, которую было необходимо совершить - определение расчетной сетки, создание которых было упомянуто в вышеописанных пунктах. Далее, была выполнена операция «Make horizons», которая позволяла создать однослойную пространственную расчетную сетку, после чего операцией «Layering» мы могли выбрать количество слоев сетки.

Строка «Facies modelling» была необходима для того, чтобы распространить литологию “песчаник-глина” в пространстве. Затем в алгоритме задаётся уровень свободной воды и расстояние от него, которые нужны для того, чтобы рассчитать куб начальной водонасыщенности через капиллярное давление.

После этих проделанных операций было необходимо насытить расчетную сетку различными свойствами коллектора. Эти действия были проделаны для следующих характеристик с помощью инструмента «Property calculator»:

- пористость,
- горизонтальная проницаемость,
- вертикальная проницаемость,
- песчанистость,
- капиллярное давление,
- остаточная водонасыщенность,
- критическая водонасыщенность,
- максимальная водонасыщенность,
- критическая нефтенасыщенность.

Капиллярное давление рассчитывалось по формуле (4.1):

$$P_c = (\rho_{\text{вода}} - \rho_{\text{нефть}}) * g * h \quad (4.1)$$

где  $\rho$  – плотность флюида, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;

$h$  – высота над уровнем свободной воды, м.

После вышеуказанное наполнения свойствами было необходимо дополнить алгоритм данными для гидродинамического моделирования. Для этого мы обозначили, какую модель относительных фазовых проницаемостей использовать через операцию «Make rock physics function». В этом же объекте содержалась нормализованная на водонасыщенность кривая капиллярного давления и функция уплотнения горной породы.

Завершающими строками в алгоритме являются указание стратегии разработки в «Development strategy» и само определение гидродинамической модели в «Define simulation case».

Так как подразумевалось использовать достаточно большое количество расчетов, то было принято решение оптимизировать алгоритм расчетов моделей. Это еще связано с тем, что рассматривается широкий диапазон значений проницаемости и вязкость (приложение Г), что может привести к созданию чрезвычайно неблагоприятного для разработки коллектора, например, при одновременно присутствии низкопроницаемого коллектора и высоковязкой пластовой жидкости. Стоит обратить внимание, что у переменной проницаемости изменяется степень основания 10. Для этих неблагоприятных условий был необходим расчет на, примерно, 2 тысячи лет.

Для такого большого расчётного периода была достигнута оптимизация прерыванием гидродинамического симулятора при выполнении двух условий:

- достижение обводненности по месторождению 98%
- месяцем расчетного шага является январь

Условие по месяцу было необходимо для того, чтобы создавался отчет расчета по завершению годового шага, который содержит в себе последнюю информацию о КИНе.

#### **4.4 Использование случайного значения вязкости.**

К сожалению, программный продукт «Petrel» не позволяет использовать вязкость флюида как переменную величину. В этом приложении мы имеем возможность контролировать значение вязкости только тремя способами. Во-первых, может быть изменена плотность пластовой нефти. Она может меняться в ограниченных пределах, что недостаточно для решения поставленной задачи. Во-вторых, эмпирическая корреляция контролирует значение вязкости флюида. У этого подхода к изменению вязкости тоже существует ограничение по величине, так как максимальное значение может быть равно примерно 0.6 сП. Последним способом является задание произвольного значения вязкости в табличном виде, редактируя объект вручную.

Таким образом, для преодоления этой трудности был разработан уникальный алгоритм, который не был никем упомянут и использован (даже службой поддержки «Petrel»). Недочётом этого алгоритма является необоснованное использование стандартных эмпирических корреляций, которые только оценочно описывают поведение высоковязкого флюида.

Начальным шагом в реализации алгоритма являлось создание набора файлов с описанием флюида. Для этого было необходимо экспортировать уже существующий файл формата «Eclipse» \*.GRDECL из «Petrel», а затем просто создавать его копии с измененным столбцом вязкости нефти. Новые значения вязкости получались умножением текущего значения на переводной коэффициент, который представлял собой отношение случайного

значения вязкости и значения из первоначального файла при пластовом давлении.

Следующим шагом было импортирование всех созданных моделей флюида обратно в «Petrel». Не текущий момент в модели флюида отсутствуют параметры начальных условий, но они являются необходимостью. Их использование обусловлено тем, что мы не имеем возможности использовать одно глобальное начальное условие, так как в описании модели отсутствует заданное значение ВНК, ведь начальное поле водонасыщенности рассчитывается из кривой капиллярного давления гидродинамическим симулятором. Поэтому с помощью процесса «Сору» мы копируем заранее заданное начальное условие в наши только что импортированные модели флюидов.

Следующим препятствием являлось присваивание начальных условий в гидродинамическую модель. Использование операции «Set reference list» было неприемлемым, ведь отсутствует возможность заполнения этого списка вложенными объектами. Поэтому была предпринята попытка использовать действие «For all icons» для типа начальных условий. Чтобы выбрать случайное значение из этого списка, использовалась дополнительная переменная-счетчик, которая показывала, на каком по счету начальном условии происходит чтение папки с моделями флюида. Также была создана переменная, которой присваивалось значение от 1 до значения количества моделей. В свете этого операция «For all icons», в которой находилась инициализация гидродинамического кейса, выполнялась только один раз, когда переменная-счётчик и случайное значение переменной совпадали.

Недостаток предложенного метода заключается в том, что в нём присутствуют промежуточные действия, которые вовлекают пользователя. Это может существенно снизить эффективность выполнения работы при таком условии, что исследователю придётся создавать несколько наборов моделей флюида. Этот нюанс может быть в будущем путём применения,

например, программирование, которые смогу в высокой степени автоматизировать работу.

## 5 АНАЛИЗ ЗАВИСИМОСТИ КИНа ОТ СЛОЖНОСТИ МЕТОРОЖДЕНИЯ

Для обработки данных было использовано две среды: «MS Excel» и «Jupiter Notebook». В первом случае был использован инструмент по регрессионному анализу для нахождения аппроксимирующей функции «КИН vs RCI» и весовых коэффициентов интегрированного индекса сложности. «Jupiter Notebook» - это насыщенное интернет-приложение, которое представляет собой среду разработки на языке программирования общего назначения «Python», являющегося высокоуровневым. Это приложение было использовано для статистического анализа.

Входными данными для анализа из «Petrel» являлись параметры пласта-коллектора и максимальный КИН модели. В программе «Excel» параметры резервуара обрабатывались предложенной интегрированной метрикой сложности.

Перед тем, как находить весовые коэффициенты линейной комбинации индекса сложности был проведён корреляционный анализ. При этом анализе вычисляется корреляционная матрица, где её элементы принимают значения от -1 до 1. Чем ближе значение в матрице к 1/-1, тем сильнее корреляционная связь между анализируемыми параметрами. Если коэффициент имеет отрицательный знак, то это означает, что с ростом одной переменной значения второй переменной будут уменьшаться. Если коэффициент имеет положительный знак, то при увеличении первого параметра будет увеличиваться второй параметр этой пары. Чем ближе значение в матрице к нулю, тем слабее обозначенная корреляционная связь.

Этот анализ необходим для определения таких параметров резервуара, которые бы имели наиболее сильную корреляционную связь с КИНОм. Остальные параметры, которые показали наислабейшую корреляционную связь, могут не учитываться при регрессионном анализе, так как слабо влияют на КИН.



В качестве оценочной проверки достоверности синтетических гидродинамических моделей были построены две корреляционные матрицы, основанные на данных синтетических моделей и данных по 172 месторождениям. На Рисунке 5.1 можно заметить, что наиболее сильное влияние на КИН месторождений имеют вязкость и песчанистость.

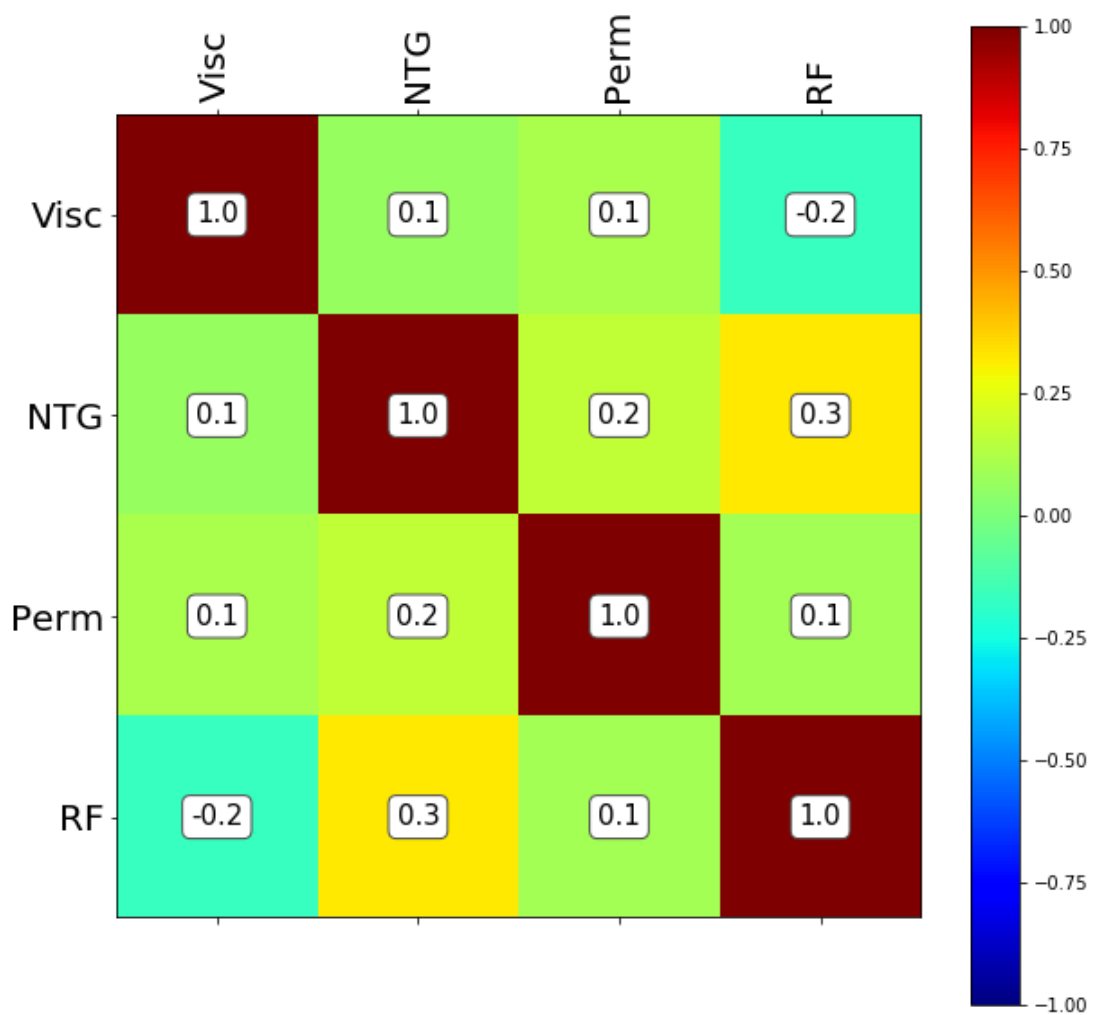


Рисунок 5.1 – Корреляционная матрица, построенная на основе параметров реальных месторождений

А теперь стоит обратить внимание на корреляционную матрицу синтетических моделей на Рисунке 5.2. Из неё видно, что, как и в предыдущем случае, сильную корреляционную связь имеют всё те же параметры: вязкость и песчанистость. Это совпадение служит

свидетельством адекватности и надежности построенной модели и пределов изменения параметров в ней.

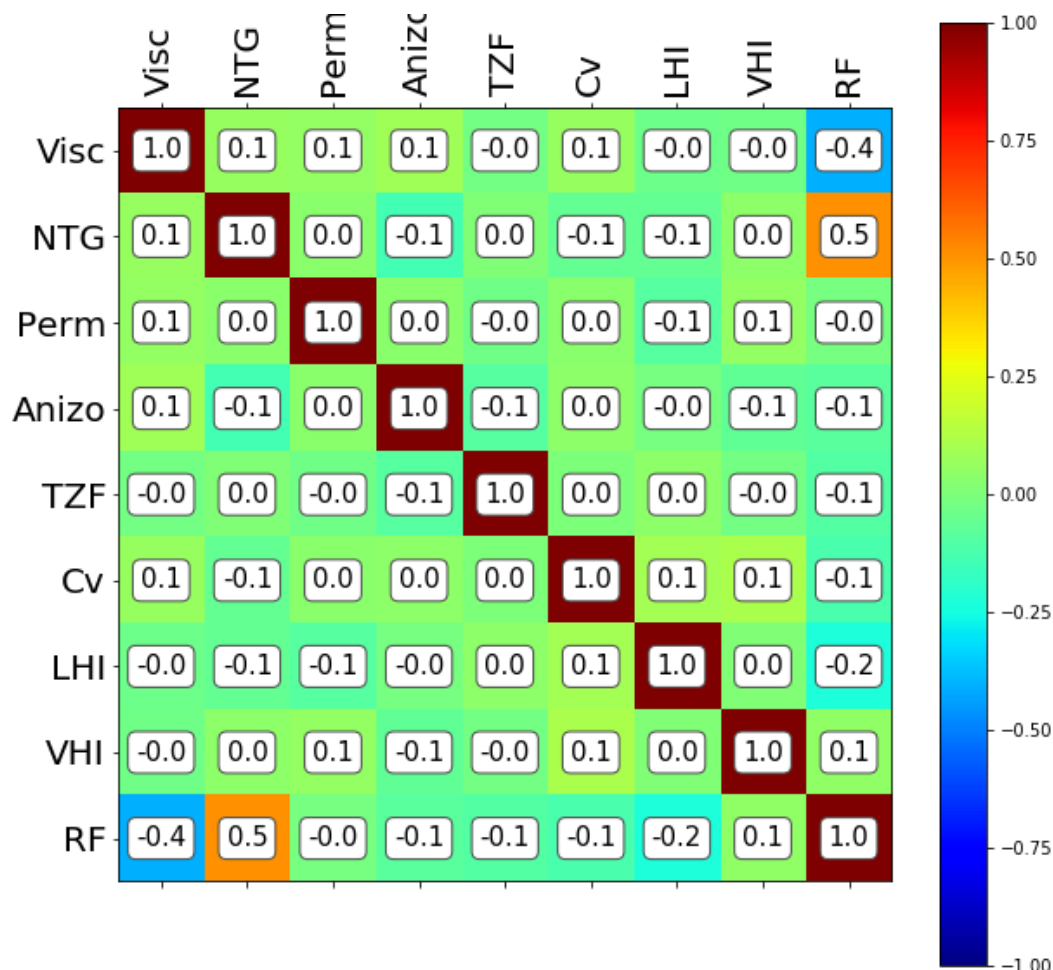


Рисунок 5.2 – Корреляционная матрица, построенная на основе параметров синтетических моделей

Как уже было описано, важной задачей являлось нахождение весовых коэффициентов  $\lambda$  в формуле индекса сложности. Для решения этой задачи использовалась надстройка Поиск решения, где был использован метод решения «Поиск решения нелинейных задач методом ОПГ».

Всего было выполнено 116 реализаций гидродинамического моделирования со случайным набором значений характеристик резервуара из метрики сложности. В ходе анализа использовались 3 зависимости КИНа от RCI: линейная, полиномиальная второй степени, экспоненциальная и

степенная. Последние две зависимости не будут представлены в этом отчёте, так как их величины достоверности аппроксимации оказались намного ниже первых двух функций. На Рисунке 5.3 и Рисунке 5.4 представлены графики зависимости КИНа от нормализованного индекса сложности. Нормализация происходила по максимальному и минимальному значению в ряду. Таким образом, значения RCI принимали значения от 0 до 5, последнее значение было выбрано для удобства восприятия и сравнения сложности месторождений по различным метрикам и функциональным зависимостям.

Для нормализации была использована следующая формула:

$$RCI_{norm} = \frac{RCI - RCI_{min}}{RCI_{max} - RCI_{min}} * 5 \quad (5.1)$$

В случае аппроксимации линейной функцией  $RCI_{min} = 50,0$  и  $RCI_{max} = 196,0$ . В примере, где использовалась полиномиальная зависимость,  $RCI_{min} = 1,1$  и  $RCI_{max} = 5,2$ .

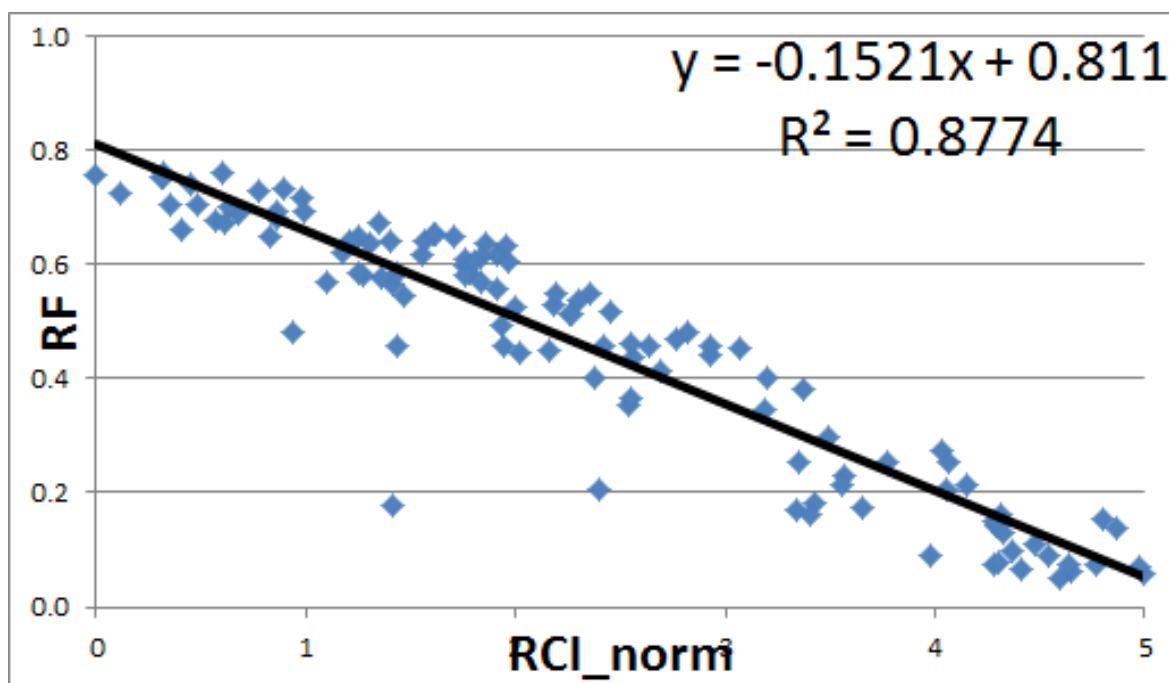


Рисунок 5.3 – График зависимости КИНа при обводненности 0.98 и нормализованного индекса сложности при аппроксимации прямолинейной зависимостью

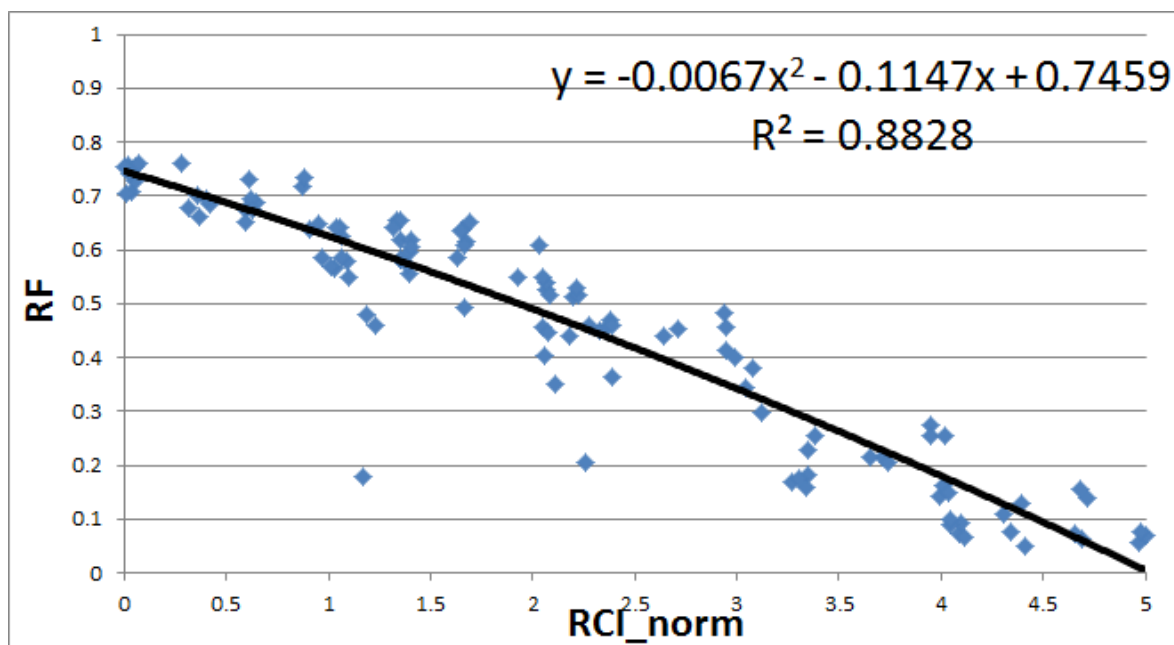


Рисунок 5.4 – График зависимости КИНа при обводненности 0.98 и нормализованного индекса сложности при аппроксимации полиномиальной зависимостью второй степени

Видно, что при использовании полиномиальной зависимости при вычислении коэффициента извлечения от индекса сложности достоверность аппроксимации имеет немного большее значение. Из этого можно сделать вывод, что КИН изменяется по параболическому закону в зависимости от значения индекса сложности коллектора.

Следующим шагом в этой работе было поместить данные реальных месторождений на полученную корреляционную зависимость. Было решено сделать это для обеих функций, так как значения достоверности аппроксимации отличались лишь незначительно.

Можно заметить, что на Рисунках 5.5 и 5.6 точки реальных месторождений лежат по левую сторону от полученных корреляционных зависимостей. Это объясняется тем, что при вычислении значений индекса сложности в случае реальных месторождений отсутствовали данные по некоторым параметрам, таким как петрофизическая неоднородность и доля переходной зоны. Это привело к тому, что использовались значения по

умолчанию, равные единице, что и послужило недооценкой индекса сложности месторождений.

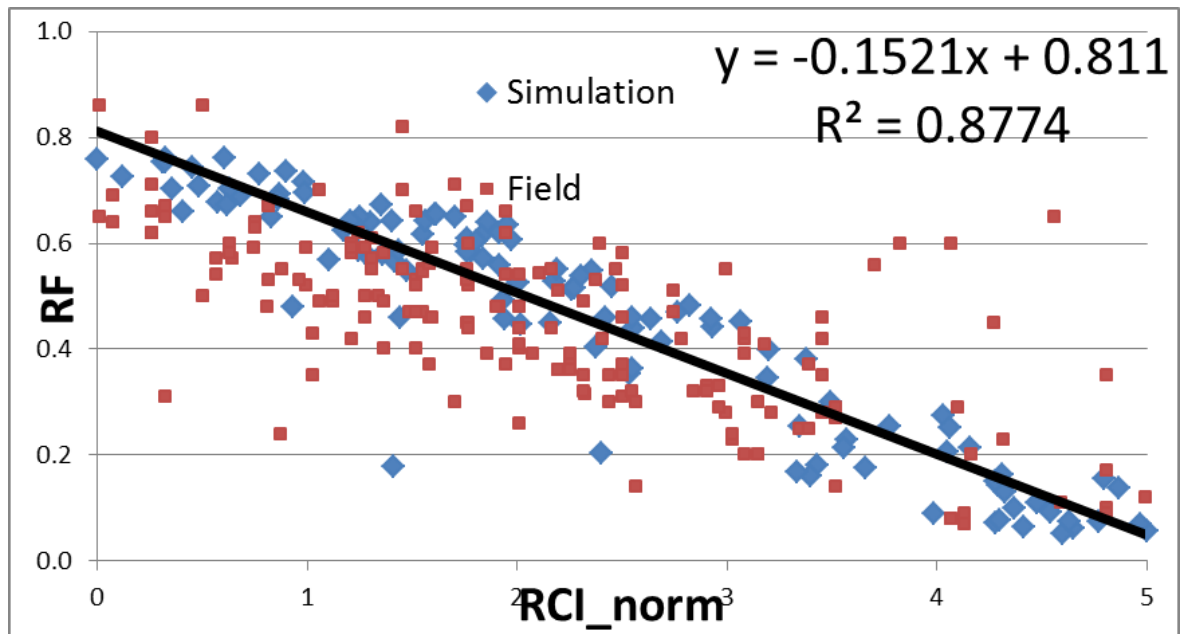


Рисунок 5.5 – График зависимости КИНа при обводненности 0.98 и нормализованного индекса сложности при аппроксимации прямолинейной: синим цветом обозначение данные синтетических моделей, а красным цветом обозначены точки реальных месторождений

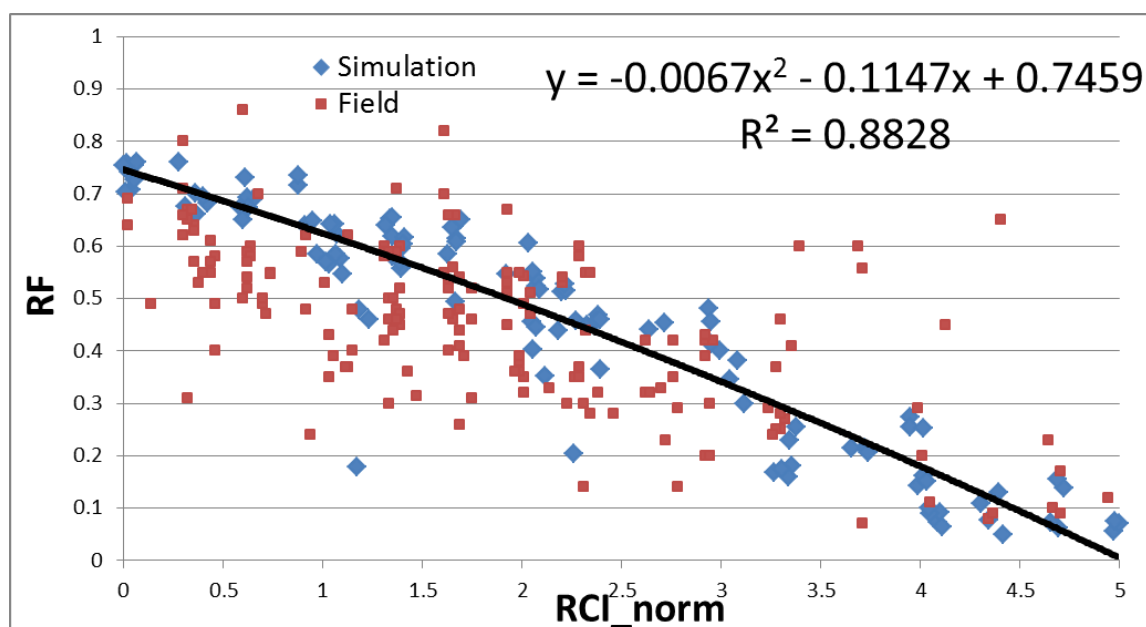


Рисунок 5.6 – График зависимости КИНа при обводненности 0.98 и нормализованного индекса сложности при аппроксимации полиномом второй степени: синим цветом обозначение данные синтетических моделей, а красным цветом обозначены точки реальных месторождений

В итоге, для вычисления индексов сложности по каждой из функций были использованы весовые коэффициенты, представленные в Таблице 5.1

Таблица 5.1 – Весовые коэффициенты линейной комбинации для вычисления значения индекса сложности

Функция	$\mu$	NTG	k	Anizo	TZF	Cv	LHI	VHI
Линейная	27.8	7.2	1.9	0.4	0.2	2.5	3.1	4.0
Полиномиальная	0.818	0.241	0.018	0.0	0.005	1.04E-04	0.0	0.024

Нулевые и довольно малые величины этих коэффициентов свидетельствуют о незначительном вкладе тех или иных параметров резервуара в сложность месторождения.

Таким образом, создан инструмент, который позволяет предсказать вероятный коэффициент извлечения нефти по всего лишь нескольким параметрам пласта-коллектора

## 6 АНАЛИЗ СТОИМОСТИ ИССЛЕДОВАНИЙ

Для стоимостного анализа была использована информация по 26 месторождениям Западной Сибири, которые находятся на территории Российской Федерации. В качестве исходных данных имелись суммарные затраты на исследования месторождений в период его разведки до момента написания технологической схемы месторождения.

В качестве стоимостного параметра была вычислена удельная стоимость геологоразведочных мероприятий. Она была равна отношению полной стоимости мероприятий и начальных извлекаемых запасов.

Для проверки предположения о существовании степенной зависимости между этими величинами был построен график, где по оси абсцисс был индекс сложности месторождения, а по оси ординат – вычисленная удельная стоимость на Рисунке 6.1.

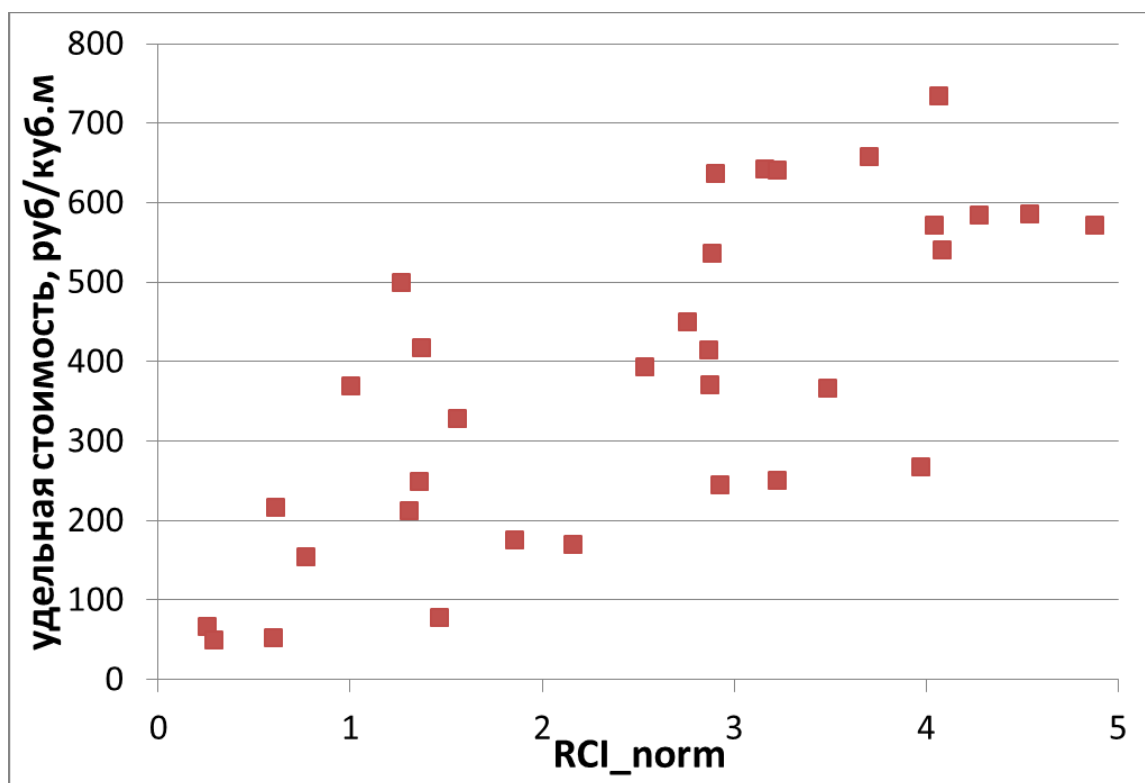


Рисунок 6.1 – График зависимости между удельной стоимостью геологоразведочных мероприятий на месторождении и его сложностью



Как видно из этого графика, точки представляют собой облако совершенно значений, у которых прослеживается тренд. Для лучшего восприятия данные были отображены в билогарифмических координатах.

На Рисунке 6.2 был использован степенной тренд для описания функциональной зависимости точек. Достоверность аппроксимации этой функции равняется 0.63, что является удовлетворительным критерием точности описаний реальных данных.

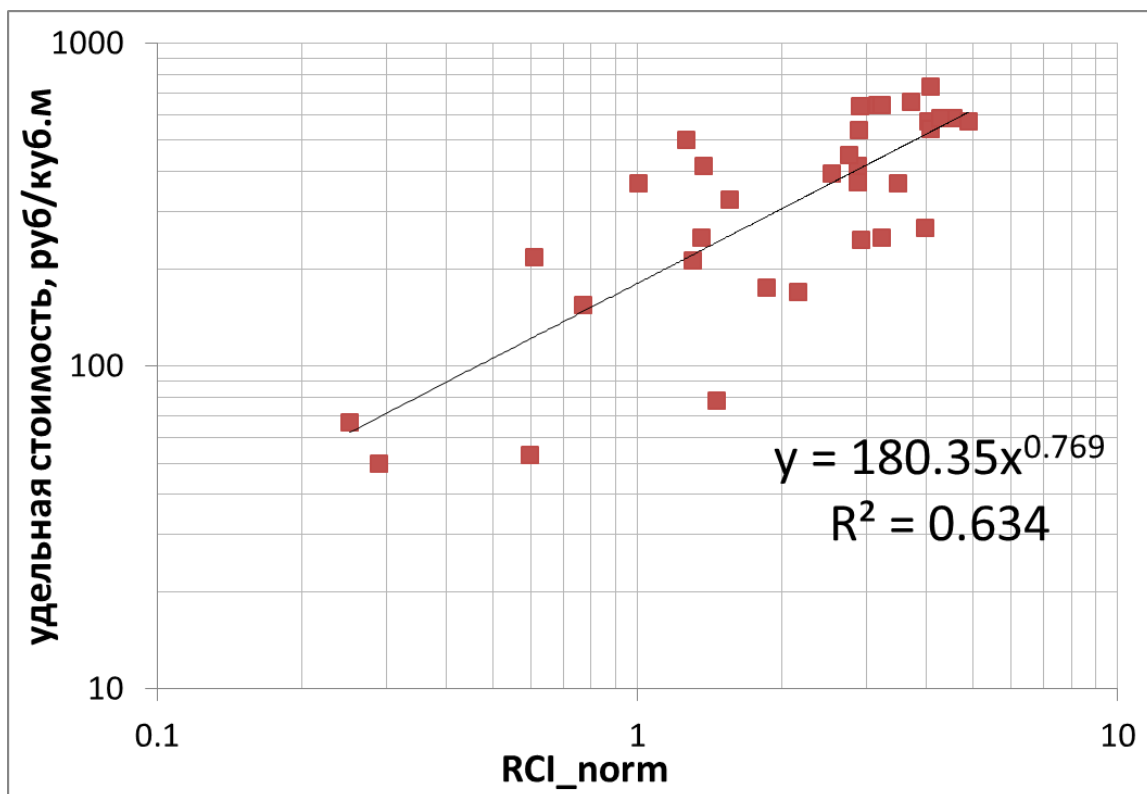


Рисунок 6.2 - График зависимости между удельной стоимостью геологоразведочных мероприятий на месторождении и его сложностью в билогарифмических координатах

Низкое значение достоверности аппроксимации может быть объяснено возможной неоптимальной программой геологоразведочных работ. Так, например, программа может включать в себя избыточное или недостаточное количество исследований.

Таким образом, создан инструмент, который представляет собой уравнение, способное оценить будущие траты на разведку месторождения.

## **7 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

В данной работе предусматривалось достижение двух целей. Первой целью являлось создание метрики ложности, способной оценить возможный КИН пласта-коллектора. Второй целью было нахождение зависимости между удельной стоимостью геологоразведочных мероприятий и сложностью месторождения. Удельная стоимость вычислялась на основе извлекаемых запасов месторождения. Областью применения результатов работы может служить любое терригенное месторождение, разрабатываемое в пределах Западной Сибири.

Известно, что ценность информации зависит от времени её получения, что показано на Рисунке 7.1. Так, например, данные полученные на ранних стадиях проекта играют наиважнейшую роль в жизни проекта. Они служат фундаментом всех исследований и изысканий, которые включает в себя проект по разработке и эксплуатации месторождения. Однако с течением времени над проектом начинает формироваться концепция его развития, и каждый новый кусочек информации, полученный спустя некоторое время с момента начала, уже не в состоянии внести значительные необходимые изменения в проект. Такой эффект увеличивает риски, связанные с поздним получением информации.



Рисунок 7.1 – Зависимость ценности информации от времени [14]

Таким образом, предложенный инструмент по оценке коэффициента извлечения нефти позволяет получить эту величину на ранней стадии. Это значение будет доступно намного раньше, чем в случае гидродинамического моделирования. Следовательно, увеличивается его ценность, и снижаются риски.

Насколько известно автору этой работы, многие компании не закладывают в бюджет проекта расходы на проведение геологоразведочных работ. Это обусловлено тем, что этот тип подсчёта сопряжен с большими затратами времени трудовым коллективом, поэтому многие компании их опускают.

Инструмент по оценке стоимости исследований может быть использован на новых месторождениях при их оценке. Например, при покупке нового актива компания может анализировать, выгодно ли приобретать его с определенным значением стоимости исследований.

Еще одним эффектом, который может наложить представляемая корреляция между удельной стоимостью исследования месторождения и его

сложностью, является снижение себестоимости нефти и информации, полученной во время проведения исследований.

Низкая себестоимость нефти может выгодно смотреться для потенциальных будущих инвесторов компании. Они могут оценить деятельность нефтедобывающей компании как эффективную, что создаст положительные впечатления об управлении финансовыми средствами. Следовательно, кроме чистого дисконтированной прибыли эффект может быть прослежено положительное влияние на индекс чистого дисконтированного дохода, который отражает эффективность инвестиций проекта.

Более того, перечисленные пути применения предложенной корреляционной зависимости не являются окончательными. Так, например, с её помощью можно оценивать достаточность или избыточность планируемых капитальных затрат на геологоразведочные мероприятия. Основываясь на накопленном опыте, который содержит в себе функциональная зависимость, можно определить в какой степени и в какую сторону отличается текущая программа исследований по стоимости от тех, которая предсказана корреляцией. На этой стадии можно скорректировать план исследований, добавив недостающие или убрать избыточные методы, которые внесут значительный или мизерный вклады соответственно при получении информации месторождения.

## 8 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Результатом проделанной работы является отсутствие функциональной зависимости между удельной стоимостью геологоразведочных работ и сложностью месторождения. Эта зависимость позволяет компаниям расходовать финансовые ресурсы более эффективно, что благоприятно скажется на их положении. Эффективные расходы на геологоразведочные работы могут служить предпосылкой для финансирования социальных проектов. Например, для модернизации городов, где нефтяные компании осуществляют деятельность, могут быть построены более современные образовательные и медицинские учреждения, что наилучшим образом скажется на местном населении. Таким же образом, компании могут проводить больше мероприятий для выявления и поощрения талантливой молодежи, которая, безусловно, является будущим страны.

Однако проведение анализа данных, которые были использованы для выполнения магистерской диссертации, связано с рисками для здоровья психического и физического, так он сопряжён с использованием персонального компьютера в офисных условиях. Чтобы предотвратить и обезопасить сотрудников при использовании результатов проделанной работы необходимо соблюдать правила и нормативы.

Основными документами, которые контролируют деятельность работников в офисных помещениях и за компьютером являются: «Типовая инструкция по охране труда при работе на персональном компьютере» [11], «Гигиеническими требованиями к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы» [12] и Трудовым кодексом Российской Федерации.

## 8.1 Работа с использованием персонального компьютера

### *Общие требования безопасности*

На персональном компьютере (рабочей станции) имеют право работать только те сотрудники, которые прошли следующие виды инструктажей:

- вводный;
- первичный на рабочем месте;
- обучение безопасным методам труда.

Компьютер является создателем негативных факторов, которые неблагоприятно действуют на человеческое здоровье. Эти факторы могут быть перечислены:

- недостаточная ионизация воздуха;
- перенапряжение зрительной системы;
- уровень статического электричества, который выше обычного;
- высокий уровень электромагнитного излучения;
- статические физические нагрузки.

Будучи сотрудником компании, человек обязан:

- сохранять чистым рабочее место;
- приступать только к той работе, которая указана в его должностной инструкции;
- соблюдать режим отдыха и труда;
- выполнять действия согласно мерам пожарной безопасности.

Компьютеры на рабочих местах должны быть расположены таким образом, дистанция между боковыми гранями мониторов была не меньше 1 метра 20 сантиметров, а дистанция между экраном первого и тыльной стороны второго мониторов не была меньше 2 метров.

Места, за которыми работники осуществляют трудовую деятельность, должны быть размещены так, чтобы естественный дневной свет падал сбоку, лучше всего с левой стороны.

Все окна и оконные проёмы помещений, где работники используют персональные компьютеры должны быть с регулирующими устройствами:

- жалюзи;
- занавески;
- внешние козырьки и др.

Также существуют различные требования в офисной мебели, которая подразумевает использование персонального компьютера:

- необходимо, чтобы рабочая поверхность стола регулироваться по высоте от 60 сантиметров 8 миллиметров до 80 сантиметров; если возможность регулирования по высоте отсутствует, то рабочая поверхность должна располагаться на высоте 70 сантиметров 5 миллиметров от уровня пола;
- пространство для ног под рабочим столом должно составлять не меньше 60 сантиметров в высоту, не меньше 45 сантиметров в глубину и не менее 65 сантиметров на уровне вытянутых ног;
- устройство, выполняющее функции рабочего стула или рабочего кресла, должно иметь функцию подъёма, поворота и регулировки по высоте и углам спинки и сиденья;
- на рабочем месте должна присутствовать подставка для ног, шириной не меньше 30 сантиметров, глубиной не меньше 40 сантиметров; также должна осуществляться регулировка подставки по высоте в диапазоне до 15 сантиметров, а по углу наклона до 20 градусов; данная подставка должна иметь рифлёную поверхность и бортик на переднем крае должен иметь высоту в 10 миллиметров;
- пюпитр для документов должен быть доступен для работника, который использует персональный компьютер.

Ионный режим воздушной среды должен поддерживаться автоматизированными устройствами. Использование компьютеров женщинами, у которых установлена беременность, не допускается. Запрет также действует во время кормления грудью.

Если вышеуказанные инструкции и правила были нарушены, но виновные должны нести за это ответственность, которая определена Кодексом законов о труде Российской Федерации.

*Требования безопасности перед началом работы:*

- Подготовить рабочее место;
- Отрегулировать освещение на рабочем месте, убедиться в отсутствии бликов на экране;
- Проверить правильность подключения оборудования к электросети;
- Проверить исправность проводов питания и отсутствие оголенных участков проводов;
- Убедиться в наличии заземления системного блока, монитора и защитного экрана;
- Протереть антистатической салфеткой поверхность экрана монитора и защитного экрана;
- Проверить правильность установки стола, стула, подставки для ног, пюпитра, угла наклона экрана, положение клавиатуры, положение «мыши» на специальном коврик, при необходимости произвести регулировку рабочего стола и кресла, а также расположение элементов компьютера в соответствии с требованиями эргономики и в целях исключения неудобных поз и длительных напряжений тела.

*Требования безопасности во время работы*

Работнику при работе на ПК запрещается:

- прикасаться к задней панели системного блока (процессора) при включенном питании;
- переключать разъемы интерфейсных кабелей периферийных устройств при включенном питании;
- допускать попадание влаги на поверхность системного блока (процессора), монитора, рабочую поверхность клавиатуры, дисководов, принтеров и других устройств;
- производить самостоятельное вскрытие и ремонт оборудования;



- работать на компьютере при снятых кожных;
- отключать оборудование от электросети и выдергивать электровилку, держась за шнур.

Продолжительность непрерывной работы с компьютером без регламентированного перерыва не должна превышать 2-х часов.

Во время регламентированных перерывов с целью снижения нервно - эмоционального напряжения, утомления зрительного анализатора, устранения влияния гиподинамии и гипокинезии, предотвращения развития познотонического утомления выполнять комплексы упражнений.

#### *Требования безопасности в аварийных ситуациях*

Во всех случаях обрыва проводов питания, неисправности заземления и других повреждений, появления гари, немедленно отключить питание и сообщить об аварийной ситуации руководителю.

Не приступать к работе до устранения неисправностей.

При получении травм или внезапном заболевании немедленно известить своего руководителя, организовать первую доврачебную помощь или вызвать скорую медицинскую помощь.

#### *Требования безопасности по окончании работы.*

Отключить питание компьютера. Привести в порядок рабочее место. Выполнить упражнения для глаз и пальцев рук на расслабление [11].

### **8.2 Время регламентированных перерывов в зависимости от продолжительности рабочей смены, вида и категории трудовой деятельности с персональным компьютером**

Виды трудовой деятельности разделяются на 3 группы: группа А - работа по считыванию информации с экрана компьютера с предварительным запросом; группа Б - работа по вводу информации; группа В - творческая работа в режиме диалога с компьютером. При выполнении в течение рабочей смены работ, относящихся к различным видам трудовой деятельности, за

основную работу с компьютером следует принимать такую, которая занимает не менее 50% времени в течение рабочей смены или рабочего дня.

Для видов трудовой деятельности устанавливается 3 категории тяжести и напряженности работы с компьютером, которые определяются: для группы А - по суммарному числу считываемых знаков за рабочую смену (не более 60000 знаков за смену); для группы Б - по суммарному числу считываемых или вводимых знаков за рабочую смену (не более 40000 знаков за смену); для группы В - по суммарному времени непосредственной работы с компьютером за рабочую смену (не более 6 часов за смену).

При 8-часовой рабочей смене и работе на компьютере регламентированные перерывы следует устанавливать согласно таблице 8.1:

- для I категории работ через 2 часа от начала рабочей смены и через 2 часа после обеденного перерыва продолжительностью 15 минут каждый;

- для II категории работ через 2 часа от начала рабочей смены и через 1,5 - 2,0 часа после обеденного перерыва продолжительностью 15 минут каждый или продолжительностью 10 минут через каждый час работы;

- для III категории работ - через 1,5 - 2,0 часа от начала рабочей смены и через 1,5 - 2,0 часа после обеденного перерыва продолжительностью 20 минут каждый или продолжительностью 15 минут через каждый час работы.

При 12-часовой рабочей смене регламентированные перерывы должны устанавливаться в первые 8 часов работы аналогично перерывам при 8-часовой рабочей смене, а в течение последних 4 часов работы, независимо от категории и вида работ, каждый час продолжительностью 15 минут.

Таблица 8.1 – Уровень нагрузки за рабочее время [11]

Категория работы	Уровень нагрузки за рабочую смену при видах работ с компьютером			Суммарное время регламентированных перерывов, мин.	
	группа А, количество знаков	группа Б, количество знаков	группа В, час.	при 8-часовой смене	при 12-часовой смене
I	до 20000	до 15000	до 2,0	30	70
II	до 40000	до 30000	до 4,0	50	90
III	до 60000	до 40000	до 6,0	70	120

### 8.3 Требования к освещению на рабочих местах, оборудованных персональными компьютерами

Искусственное освещение в помещениях для эксплуатации персональных компьютеров должно осуществляться системой общего равномерного освещения. В производственных и административно-общественных помещениях, в случаях преимущественной работы с документами, следует применять системы комбинированного освещения (к общему освещению дополнительно устанавливаются светильники местного освещения, предназначенные для освещения зоны расположения документов).

Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300 - 500 лк. Освещение не должно создавать бликов на поверхности экрана. Освещенность поверхности экрана не должна быть более 300 лк.

Следует ограничивать прямую блёскость от источников освещения, при этом яркость светящихся поверхностей (окна, светильники и др.), находящихся в поле зрения, должна быть не более 200 кд/м<sup>2</sup>.

Следует ограничивать отраженную блёскость на рабочих поверхностях (экран, стол, клавиатура и др.) за счет правильного выбора типов

светильников и расположения рабочих мест по отношению к источникам естественного и искусственного освещения, при этом яркость бликов на экране персонального компьютера не должна превышать  $40 \text{ кд/м}^2$  и яркость потолка не должна превышать  $200 \text{ кд/м}^2$ .

Показатель ослепленности для источников общего искусственного освещения в производственных помещениях должен быть не более 20. Показатель дискомфорта в административно-общественных помещениях - не более 40, в дошкольных и учебных помещениях - не более 15.

Яркость светильников общего освещения в зоне углов излучения от 50 до 90 градусов с вертикалью в продольной и поперечной плоскостях должна составлять не более  $200 \text{ кд/м}^2$ , защитный угол светильников должен быть не менее 40 градусов.

Светильники местного освещения должны иметь не просвечивающий отражатель с защитным углом не менее 40 градусов.

Следует ограничивать неравномерность распределения яркости в поле зрения пользователя персонального компьютера, при этом соотношение яркости между рабочими поверхностями не должно превышать 3:1 - 5:1, а между рабочими поверхностями и поверхностями стен и оборудования - 10:1.

Общее освещение при использовании люминесцентных светильников следует выполнять в виде сплошных или прерывистых линий светильников, расположенных сбоку от рабочих мест, параллельно линии зрения пользователя при рядном расположении видеодисплейных терминалов. При периметральном расположении компьютеров линии светильников должны располагаться локализовано над рабочим столом ближе к его переднему краю, обращенному к оператору.

Коэффициент запаса ( $K_z$ ) для осветительных установок общего освещения должен приниматься равным 1,4.

Коэффициент пульсации не должен превышать 5%.

Для обеспечения нормируемых значений освещенности в помещениях для использования персонального компьютера следует проводить чистку стекол оконных рам и светильников не реже двух раз в год и проводить своевременную замену перегоревших ламп [12].

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основными целями при выполнении рассматриваемой работы были создание инструмента для оценки сложности коллектора и проведение анализа стоимости геологоразведочных работ в зависимости от сложности коллектора.

В ходе исследования были выполнены следующие задачи:

- Анализ существующих подходов к описанию сложных систем и сложности месторождений,
- Создание синтетических гидродинамических моделей пласта-коллектора,
- Анализ зависимости КИНа от сложности месторождения
- Анализ стоимости исследований

Результатом исследования стала предложенная интегральная метрика сложности пласта-коллектора, которая может быть использована для оценочного описания месторождения. Определены весовые коэффициенты линейной комбинации индекса сложности по двум моделям зависимости КИНа и индекса сложности: линейной и полиномиальной второй степени. Установлено, что полиномиальная зависимость лучше всего описывает вышеупомянутую зависимость. Получена функциональная зависимость между удельной стоимостью исследований и сложностью коллектора.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1     Абдулмазитов Р.Г. и др. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России [Текст]: в 3 т. – М.: ВНИИОЭНГ, 1996, т.2.
- 2     Turchin P. et al. Quantitative historical analysis uncovers a single dimension of complexity that structures global variation in human social organization // Proceedings of the National Academy of Sciences. – 2002.
- 3     West G. The surprising math of cities and corporations [video] // TED Global 2011 – 2011.
- 4     Wickens L.M., Kelly R.T. Rapid Assessment of Potential Recovery Factor: A New Correlation Demonstrated on UK and USA Fields // SPE. – 2010. – № 134450.
- 5     Jia L. et alii. Novel Benchmark and Analogue Method to Evaluate Heavy Oil Projects // SPE. — 2016. — № 184101.
- 6     Pat. US6810332B2, United States. Method for computing complexity, confidence and technical maturity indices for reservoir evaluations [Text] / Harrison C.J./ Assignee Chevron U.S.A. Inc.; Filed 31.01.03; Publ. 12.08.04.
- 7     Naugolnov M.V., Bolshakov M.S., Mijnaerends R. New Approach to Estimate Reservoir Complexity Index for West Siberian Fields // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – 2017. – № 187780.
- 8     Henson R., Corbett P. Geologically Based Screening Criteria for Improved Oil Recovery Projects // SPE. – 2002. – № 75148.
- 9     Corbett P. Petroleum Geoscience G11PG. – Heriot Watt University, 2017.
- 10    Hovadik J.M et al. Static characterizations of reservoirs: refining the concepts of connectivity and continuity // Petroleum Geoscience – 2007. – № 3 (13). – С. 195–211.
- 11    ТОИ Р-45-084-01. Типовая инструкция по охране труда при работе на персональном компьютере. – СПб.:ТД «ЦОТ», 2018. – 6 с.

12 СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы. – М.:Госкомсанэпиднадзор, 2003. – 28 с.

13 Bygdevoll J. How to find field candidates for enhanced recovery by water additives on the NCS Enhanced Recovery by water additives, FORCE Seminar, 08.02.2007

14 Жарко В.С. Интерпретация данных гидродинамических исследований горизонтальных скважин в условиях нарушения допущений классической теории анализа (на примере Казанского нефтегазоконденсатного месторождения. Томская область). – Томск, 2017.



## Приложение А

Application of complex systems theory to analyze and generalize geological  
prospecting cost of Western Siberia fields

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ71	Китаев Иван Валерьевич		14.08.2019

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученое звание, степень	Подпись	Дата
профессор	Белозёров В.Б.	д.г.-м.н.		14.08.2019

## **2 Existing approaches for description of complex systems and reservoir complexity**

### **2.1 Examples of complex systems**

The basis for the study was the analysis of publications, which consider the simple regularities between the different parameters of the system. Thus, for example, P. Turchin and others in the article [2] have identified 51 variables that reflect 9 characteristics of human society: social staircase, economy, features of public administration and information systems. Their analysis has shown that these different characteristics are strictly dependent on each other. In addition, it was found that the characteristics of the complexity of society can be predicted in different regions of the world.

Then, in his speech at the conference "TED Global 2011" G. B. West also described the regularities of global processes. He mentioned that there is a connection between the metabolism of an animal organism and its mass. This dependence is a straight line with a slope of  $\frac{3}{4}$  in the bi-logarithmic coordinates on Figure 2.1. It means that when the body weight of an animal increases by 100 times, the metabolism increases by about 32 times. Consequently, the larger the animal, the less nutrients for life.

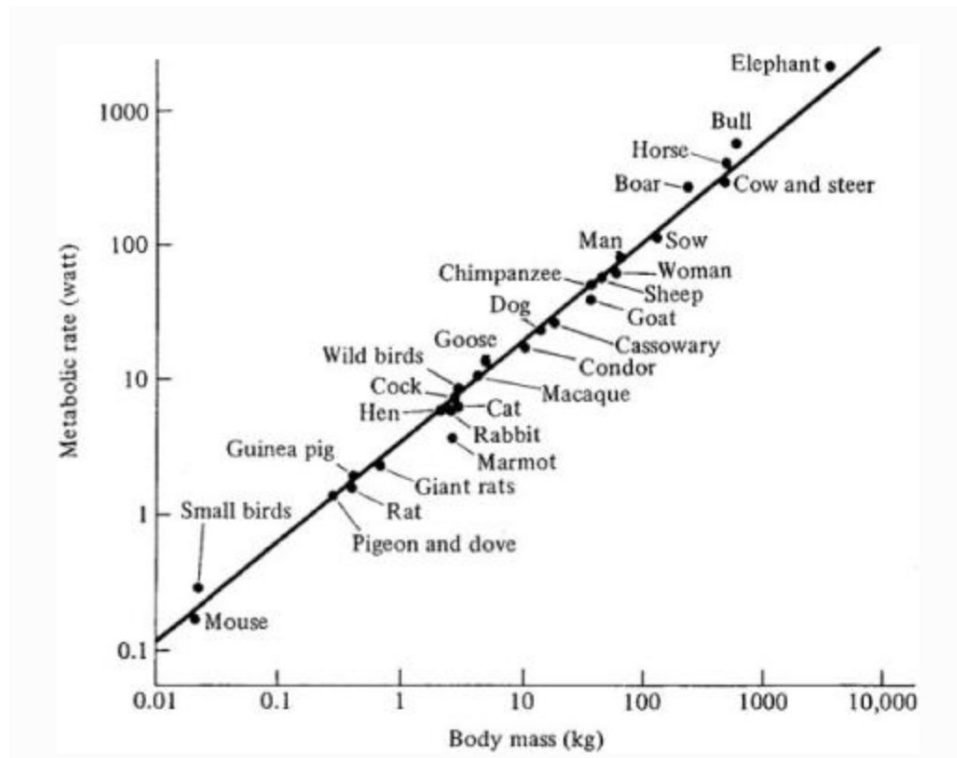


Figure 2.1 – Metabolism rate vs mass plot of animals [3]

Moreover, the team of scientists determined [3] that the number of fillinf stations in the city can be determined by its size. The larger the population of the city, the smaller the number of gas stations per capita. The surprising thing was that such a scaling happens everywhere in the same way. Figure 2.2 shows the dependencies for France, Germany, the Netherlands and Spain. However, the authors argue that the same effect is observed in all populated areas of the continent, citing Japan, China, and Colombia as examples. This is an integrated system that has evolved despite all the planning.

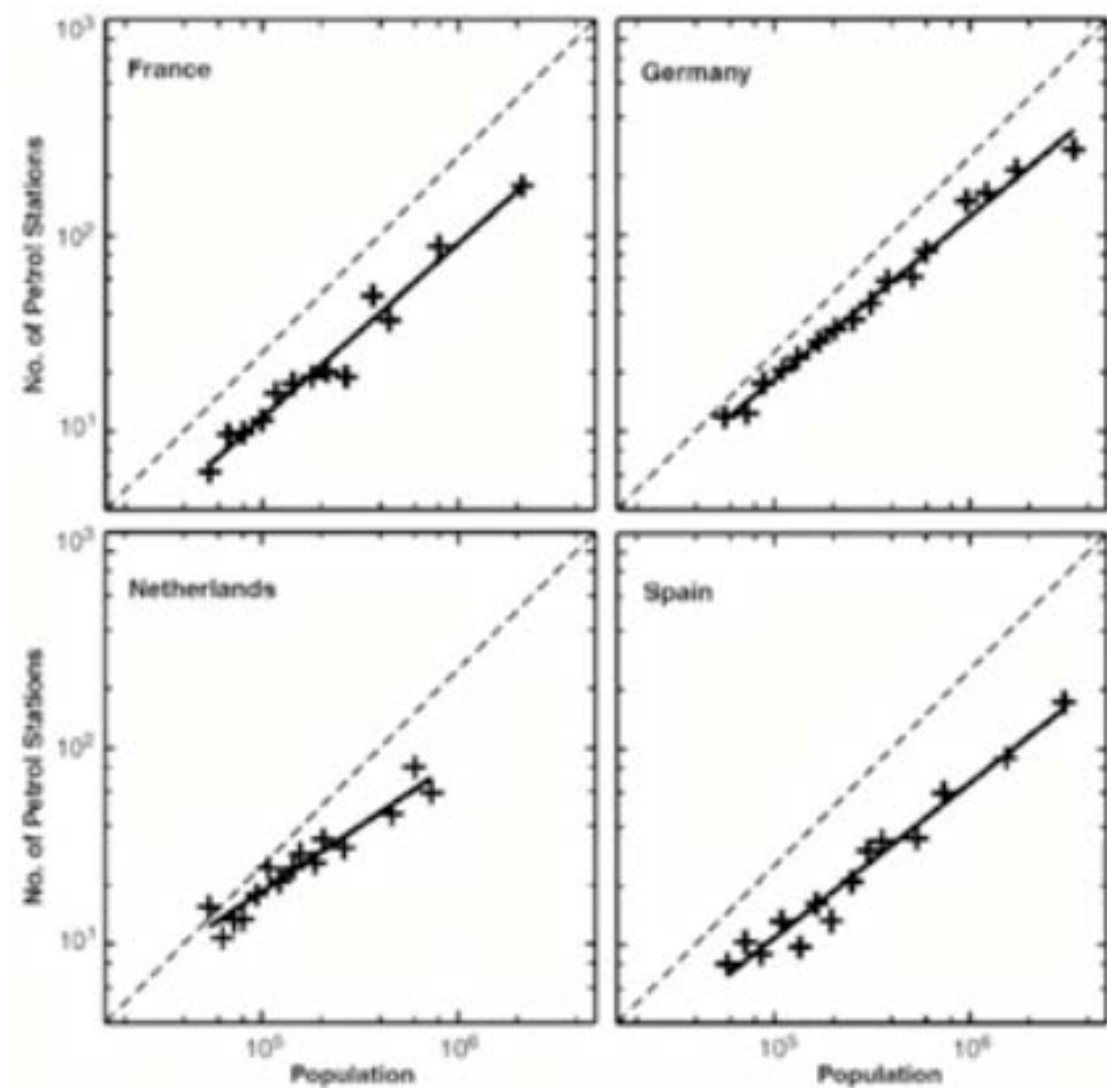


Рисунок 2.2 – Diagram of dependence of the number of filling stations on the population of the city in different countries [3]

These studies prove the possibility of some strict dependence between the parameters of the system, which is maintained through millions of years and is not disturbed by careful human planning.

If these conclusions are passed through the prism of the oil and gas industry, one can also assume the existence of such rules. This paper is intended to test the relationship between the cost of exploration work carried out in the fields before development stage and the complexity of the reservoir formation.

## 2.2 Reservoir complexity

The reservoir complexity index is a number that is a linear combination of scores of complexity of reservoir parameters based on the labor intensity of development. At this point, there is no single generally accepted method of calculating the reservoir complexity index (RCI), but various researchers have described some examples that were calculated for a particular region.

L. M. Wickens et al. obtained a correlation between the oil recovery factor (RF) and reservoir complexity for the US and UK fields in [4]. The authors used a linear combination of four parameters to calculate RCI:

- oil viscosity,
- vertical layer heterogeneity,
- oil density,
- structural discontinuity caused by fractures.

In their work, the dependence of the RF on RCI is built, and the weights in the linear combination are selected in such a way that the reliability of the approximation of a straight trend was the highest.

Another attempt to describe the RCI calculation was made by L. Jia and others, where in the article [5] they described a new method for fields with heavy oil. In this work the emphasis was made on EOR due to thermal methods of oil recovery increase. As parameters for calculating reservoir complexity, the following values were proposed:

- the effective thickness of the layer,
- initial oil saturation,
- the porosity of the collector,
- sandiness,
- formation temperature,
- $kh/\log(\mu)$ , where  $k$  - reservoir permeability, md;  $h$  - reservoir thickness, m;  $\mu$  - initial oil viscosity, cP,
- vertical layer heterogeneity,

- areal heterogeneity.

It should be noted that to find the weight coefficients, the dependence of the oil and steam factor on the complexity index was used here, and the approximating line was the exponential function.

The next work studied was the patent [6] of the author named C.J. Harrison. This patent describes the algorithm and method of RCI calculation in the most complete way. For example, Harrison not only assesses the physical properties of the collector, but also takes into account the reliability of these estimates. The complexity index includes more than 20 values of the reservoir properties.

The patent describes the calculation, which differs from the above mentioned ones. Firstly, the obtained complexity score  $x_i$  in the number of  $N$  are combined by a potentiated degree law with the degree  $p$ , resulting in a combined complexity score  $S_a$  in equation (2.1)

$$S_a = \ln \left( \frac{\sum_{i=1}^N e^{(x_i * p)}}{N} \right)^{\frac{1}{p}} \quad (2.1)$$

The next step is to determine the weight coefficient of each parameter. To do this, it is necessary to convert to the view (2.2):

$$N e^{p S_a} = \sum_{i=1}^N (e^{x_i * p}) \quad (2.2)$$

After that, the weighting coefficient of each component  $C_x(i)$  is calculated by the equation (2.3):

$$C_{x(i)} = \frac{e^{x_i * p}}{N e^{p S_a}} \quad (2.3)$$

The potentiated power law is given there as an example, and the following dependences can be used as alternative methods of calculation: arithmetic addition, power law, logistic equation, exponential weighted schemes, etc.

## Приложение Б

### Метрика сложности пласта-коллектора

Параметр сложности	Способ вычисления	Балл сложности, S				
		1	2	3	4	5
Коэффициент вариации [9]	STD / кср	0-0.5		0.5-1		1<
Индекс латеральной неоднородности [8]	Уравнение (3.2)	0.325	0.325-0.775	0.775-1.225	1.225-1.675	1.675
Латеральная неоднородность обстановки осадконакопления [9]	Рисунок (3.2)	1-я колонка		2-я колонка		3-я колонка
Индекс вертикальной неоднородности [8]	Уравнение (3.3)	0.325	0.325-0.775	0.775-1.225	1.225-1.675	1.675
Вертикальная неоднородность обстановки осадконакопления [9]	Рисунок (3.2)	1-й ряд		2-й ряд		3-й ряд
Песчанистость		1-0.8	0.8-0.6	0.6-0.4	0.4-0.2	0.2-0
Проницаемость, мД [13]		>10 000	1 000 - 10 000	100-1 000	10-100	>10
Вертикальная анизотропия проницаемости		1-0.98	0.98-0.65	0.65-0.35	0.35-0.01	0.01>
Вязкость, сП [4]		0-1	1-10	10-100	100-1 000	1 000>
Доля переходной зоны		0-0,2	0,2-0,4	0,4-0,6	0,6-0,8	0,8-1

## Приложение В

### Алгоритм построение гидродинамической модели с изменяемыми параметрами резервуара. Часть 1

<input checked="" type="checkbox"/>		With 3D grid			Grid1	Use:	Specified grid			
<input checked="" type="checkbox"/>		Make horizons								
<input checked="" type="checkbox"/>		Layering								
<input checked="" type="checkbox"/>		Make contacts		Contact set						
<input checked="" type="checkbox"/>		Development strategy		Copy of Case1						
<input checked="" type="checkbox"/>		Make rock physics functions		Satur_Pres						
<input checked="" type="checkbox"/>		Make rock physics functions		Consolidated sandstone 1						
<input checked="" type="checkbox"/>		Numeric expression	\$Poro	=	0.23					
<input checked="" type="checkbox"/>		Numeric expression	\$SWL	=	0.2					
<input checked="" type="checkbox"/>		Numeric expression	\$SOWCR	=	.15					
<input checked="" type="checkbox"/>		Numeric expression	\$aw	=	4					
<input checked="" type="checkbox"/>		Numeric expression	\$k	=	-4.61617664679824					
<input checked="" type="checkbox"/>		Numeric expression	\$dens_o	=	875					
<input checked="" type="checkbox"/>		Numeric expression	\$dens_w	=	1020.34732					
<input checked="" type="checkbox"/>		Numeric expression	\$SEED	=	11743					
<input checked="" type="checkbox"/>										
<input checked="" type="checkbox"/>	Обнуление переменных									
<input checked="" type="checkbox"/>		Numeric expression	\$FOE	=	-1					
<input checked="" type="checkbox"/>		Numeric expression	\$Time	=	-1					
<input checked="" type="checkbox"/>										
<input checked="" type="checkbox"/>		Numeric expression	\$TZF	=	\$TransiZonFrac					
<input checked="" type="checkbox"/>										
<input checked="" type="checkbox"/>		Facies modeling		Reservoir	Run only					
<input checked="" type="checkbox"/>		Numeric expression	\$LHI	=	-log(\$long/707)					
<input checked="" type="checkbox"/>		Numeric expression	\$VHI	=	-log(\$thick/100)					
<input checked="" type="checkbox"/>		Clear all messages								
<input checked="" type="checkbox"/>		Message	\$LOOP							
<input checked="" type="checkbox"/>		Geometrical modeling		Elevation general						
<input checked="" type="checkbox"/>		Property calculator	<input type="checkbox"/> Use filter	Expression or file:	Poro=\$Poro					
<input checked="" type="checkbox"/>		Property calculator	<input type="checkbox"/> Use filter	Expression or file:	Pem=pow(10,\$Pem)					
<input checked="" type="checkbox"/>										
<input checked="" type="checkbox"/>		Petrophysical modeling		Perm	Run only					
<input checked="" type="checkbox"/>										
<input checked="" type="checkbox"/>		Numeric expression	\$Pem1	=	pow(10,\$Pem)					



## Приложение Г

### Алгоритм построение гидродинамической модели с изменяемыми параметрами резервуара. Часть 2

<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Numeric expression	\$Perm1	=	pow(10,\$Perm)	
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Property calculator	<input type="checkbox"/> Use filter	Expression or file:	PemVert=(Cos(\$Anizo*180)+1)/2*Perm	<input type="checkbox"/> Use F
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Numeric expression	\$Anizo1	=	(Cos(\$Anizo*180)+1)/2	
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Property calculator	<input type="checkbox"/> Use filter	Expression or file:	NTG=ff(Reservoir=1,1,U)	<input type="checkbox"/> Use F
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Property calculator	<input type="checkbox"/> Use filter	Expression or file:	Pc=(\$dens_w-\$dens_o)*9.81*FWL/100000	<input type="checkbox"/> Use F
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Property calculator	<input type="checkbox"/> Use filter	Expression or file:	Transition_height_Pc=(Pc.Max-Pc.Min)/9.81/(1020.34732-875)*100000	<input type="checkbox"/> Use F
<input checked="" type="checkbox"/>	Для денормализации по водонасыщенности					
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Property calculator	<input type="checkbox"/> Use filter	Expression or file:	SWL=\$SWL	<input type="checkbox"/> Use F
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Property calculator	<input type="checkbox"/> Use filter	Expression or file:	SWCR=\$WL	<input type="checkbox"/> Use F
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Property calculator	<input type="checkbox"/> Use filter	Expression or file:	SWU=1	<input type="checkbox"/> Use F
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Property calculator	<input type="checkbox"/> Use filter	Expression or file:	SOWCR=\$OWCR	<input type="checkbox"/> Use F
<input checked="" type="checkbox"/>	Выбор случайного значения вязкости					
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	For all icons in	RandomFluids	Child reference:	Variable R [global]	<input checked="" type="checkbox"/> Recursive of type: Contact set5000
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	If	\$p=\$L			
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Define simulation case	MainCase2			
<input checked="" type="checkbox"/>	Вставить упорядоченную таблицу					
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Read output sheet	\$Visc	Row:	\$L	Column: 2 Sheet: Velocity model
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Output sheet	Row:	\$LOOP	Column: 1	\$Visc <input type="checkbox"/> Bold Sheet: Layer report
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Endif				
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Numeric expression	\$p	=	\$p+1	
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	End loop				
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	If	\$LOOP=500			
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Export output sheet	Path:	D:\NP5\Fluids\ViscListNew.txt	Sheet:	Layer report
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Endif				
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Numeric expression	\$LOOP_Save	=	\$LOOP-INT(\$LOOP/30)*30	
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	If	\$LOOP_Save=0			
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Save project				
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Endif				

## Приложение Д

### Диапазон изменения характеристик резервуара для гидродинамического моделирования

	Type	Pr	Int	Name	Base value	Distribution	Arguments				
1	Uncertain		<input type="checkbox"/>	\$NTG	0.9	Uniform	Min	0.001	Max	0.999	
2	SEED variable		<input type="checkbox"/>	\$SEED	11743						
3	Disabled		<input type="checkbox"/>	\$Poro	0.23						
4	Uncertain		<input type="checkbox"/>	\$Perm	2	Uniform	Min	0.3	Max	4.3	
5	Uncertain		<input type="checkbox"/>	\$Anizo	0.9	Uniform	Min	0	Max	0.97	
6	Disabled		<input type="checkbox"/>	\$dens_o	875						
7	Disabled		<input type="checkbox"/>	\$dens_w	1020.34732						
8	Disabled		<input type="checkbox"/>	\$SWL	0.2						
9	Disabled		<input type="checkbox"/>	\$SOWCR	0.15						
10	Uncertain		<input type="checkbox"/>	\$TransiZonFrac	1	Uniform	Min	0	Max	1	
11	Disabled		<input type="checkbox"/>	\$p	1						
12	Uncertain		<input checked="" type="checkbox"/>	\$L	1	Uniform	Min	1	Max	500	
13	Uncertain		<input type="checkbox"/>	\$Cv	0.5	Triangular	Min	0	Mode	0.5	Max 3
14	Uncertain		<input type="checkbox"/>	\$thick	50	Uniform	Min	1	Max	100	
15	Uncertain		<input type="checkbox"/>	\$long	500	Uniform	Min	10	Max	1000	